84- 4878 /

PETROLEUM MONITORING AGENCY

CANADA

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY
1983 MONITORING SURVEY

Copies are available on request from
Communications Branch
Department of Energy, Mines and Resources
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Aussi disponible en français

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. M 27-22/1983-2E

ISBN 0-662-13363-3

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

The Honourable Gerald Regan
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Dear Sir:

I am pleased to submit the attached report which describes the financial performance of the oil and gas industry in Canada for 1983.

The report is based on data from the 110 largest companies which account for about 95 per cent of total revenues of the petroleum industry. Therefore, the data should reflect fairly the performance of the entire industry in Canada.

The industry's overall profit improvement in the first six months of 1983 was sharply reversed during the second half of the year -- primarily due to large asset write-offs. Such exceptional write-offs, particularly when only one or a few companies are involved, tend to distort comparisons of net income and limit its usefulness as a performance measure for the industry as a whole. To meet the problem, therefore, this report has focused on internal cash flow (a more consistent yardstick), as well as on net income, to assess results and distinguish year-to-year changes.

To provide insight on a critical aspect of the industry's financial condition, the report contains, for the first time, a section on capital structure. Since this material has not been presented before, Chapter 7 includes data for the last four years -- i.e., the full period for which comparable information is available.

Respectfully submitted,

Ralph L. Gillen

July 5, 1984

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 996-4444

1983 MONITORING SURVEY
TABLE OF CONTENTS

	Page
SUMMARY AND HIGHLIGHTS	i
1 - FINANCIAL PERFORMANCE	1-1
TOTAL OPERATIONS	1-1
UPSTREAM SEGMENT	1-5
DOWNSTREAM SEGMENT	1-5
OTHER CANADIAN OPERATIONS	1-6
FOREIGN OPERATIONS	1-6
2 - SOURCES OF FUNDS	2-1
INTERNAL SOURCES	2-2
EXTERNAL SOURCES	2-3
3 - USES OF FUNDS	3-1
CAPITAL EXPENDITURES	3-2
INVESTMENT RATIOS	3-4
DIVIDEND PAYMENTS	3-5
OTHER USES	3-5
4 - COMPARATIVE PERFORMANCE : PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES	4-1
NET INCOME	4-1
CAPITAL EXPENDITURES	4-2
5 - REVENUE SHARING : INDUSTRY AND GOVERNMENTS	5-1
INDUSTRY SHARE	5-3
PROVINCIAL SHARE	5-3
FEDERAL SHARE	5-3
6 - OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS	6-1
7 - CAPITAL STRUCTURE : 1980-1983	7-1
CAPITAL EMPLOYED	7-1
LONG-TERM DEBT	7-2
EQUITY	7-3
8 - RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES	8-1
IN-HOUSE EXPENDITURES	8-1
CONTRACT EXPENDITURES	8-2
9 - FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY : 1979-1983	9-1
NOTEWORTHY TRENDS	9-2

TABLES AND CHARTS

		Page
Table 1	Overview of Total Operations	1-1
Table 2	Financial Performance by Segment	1-4
Table 3	Summary -- Sources of Funds	2-1
Table 4	Internal Cash Flow by Sector and Segment	2-2
Table 5	PIP Grants by Area and Sector	2-3
Table 6	Summary -- Uses of Funds	3-1
Table 7	Capital Expenditures	3-2
Table 8	Comparison of Capital Expenditures -- Petroleum Industry vs. All Other Canadian Industries	4-2
Table 9	Revenue Sharing: Industry and Governments	5-2
Table 10	Ownership and Control by Country and by Sector	6-2
Table 11	Capital Structure by Sector	7-1
Table 12	Contract R&D Spending in Canada and Abroad	8-2
Table 13	Five-Year Operating Summary: 1979-1983	9-1

Chart 1	Net Income from Total Operations	1-2
Chart 2	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	1-3
Chart 3	Exploration Expenditures in Canada	3-3
Chart 4	Upstream Investment Ratios	3-4
Chart 5	Dividend Payments Compared With Net Income	3-5
Chart 6	Comparison of Net Income Petroleum Industry vs. All Other Canadian Industries	4-1
Chart 7	Revenue Sharing: Industry and Governments	5-1
Chart 8	Canadian Ownership and Control of the Petroleum Industry	6-1
Chart 9	Industry Long-term Debt Structure	7-2
Chart 10	Industry Equity Structure	7-3
Chart 11	In-House R&D Expenditures by Activity	8-1

APPENDICES

		Page
A	GLOSSARY OF TERMS	A-1
B	SUPPLEMENTARY DATA	
1	Comparison of PMA Data with 1983 Industry Aggregates	B-1
2	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	B-2
3	Canadian Crude Oil Prices: 1979-1983	B-3
4	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	B-4
5	Net Income by Sector and Segment	B-5
6	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	B-6
7	PIP Grants by Area and Type of Expenditure	B-7
8	Well Completions and Metres Drilled in Canada	B-8
9	Upstream Capital Expenditures -- Provincial Lands	B-9
10	Exploration Expenditures in Canada — by Area	B-10
11	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	B-11
12	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow	B-12
13	Dividend Payments	B-13
14	Rate of Return Calculations	B-14
15	Canadian Ownership and Control by Company Group and Category	B-15
16	Capital Employed by Component	B-16
C	COMPLETE SURVEY RESULTS	
1	Income and Expense Statement	C-1
2	Sources and Uses of Funds	C-4
3	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	C-5
4	Capital Expenditures by Activity	C-6
5	Balance Sheet	C-7
6	Volume and Value of Production	C-8
7	Upstream Operating Costs and Royalties	C-9
8	Income and Expense Statement: 1979-1983	C-10
9	Sources and Uses of Funds: 1979-1983	C-11

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

- Revenues and Profits: Industry revenues rose 5% to $56 billion in 1983 due to higher prices for oil and natural gas at the wellhead and increased production of conventional and synthetic oil. Net income from total operations decreased 11% to $1.5 billion, as net income improvements reported by most companies were more than offset by higher write-offs of assets by one Canadian-controlled company. In contrast, cash income from operations, i.e. internal cash flow, rose 16% to $8.5 billion, a gain largely attributable to:

  ✔ increased production and higher upstream prices for crude oil

  ✔ lower interest charges owing to decline of interest rates

  ✔ rate reductions for provincial royalties compared with 1982.

- Canadian versus Foreign-controlled Company Results: Net income for the foreign-controlled sector rose 35%, benefitting from a 74% or $920 million increase in profits from the upstream operations. The gain more than offset a $365 million decrease in downstream profits.

  Canadian-controlled companies registered a loss of $580 million in 1983, compared with a profit of $135 million in 1982, due mainly to a massive write-down of assets by one large Canadian-controlled company. Exclusive of this write-down, the Canadian-controlled sector's profits would have remained at about the 1982 level.

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

MONITORING SURVEY 1983

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

UPSTREAM OPERATIONS

- Upstream revenues rose 13% to $23.7 billion because of higher wellhead prices and increased crude oil production. Upstream net income rose 24% to $2.4 billion due to increased revenues, lower rates for provincial royalties and the suspension of the Incremental Oil Revenue Tax (IORT). Lower interest charges and reduced exploration and development charges expensed against income also contributed to the rise in upstream net income. Large write-downs in assets dampened the upstream net income improvement in 1983.

DOWNSTREAM OPERATIONS

- Downstream revenues increased marginally to $29.3 billion, while profits for this segment fell sharply, down $440 million from 1982, producing a net loss of $60 million in 1983. Weak product prices resulting from surplus conditions caused profit margins to decline. Several companies even had cash losses on their downstream operations.

SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry amounted to $18.3 billion for 1983 vs. $23.1 billion in 1982.

INTERNAL CASH FLOW

- Internal cash flow from total operations rose 16% to $8.5 billion in 1983 largely due to a 25% increase in upstream cash flow. This more than offset a $0.4 billion reduction in downstream cash flow.

EXTERNAL SOURCES OF FUNDS

- During 1983, external sources of funds declined from $15.8 billion to $9.8 billion, reflecting the industry's reduced financing requirements, primarily due to a lower level of acquisitions. New long-term debt decreased 49% to $1.9 billion and equity issues dropped 31% to $2.2 billion.

- PIP Grants: Reporting companies estimated their PIP grants at $1.5 billion, up 17% over 1982 -- with over 90% of these payments accruing to Canadian-controlled companies.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

USES OF FUNDS

CAPITAL EXPENDITURES

- Total Capital Expenditures: In 1983 these reached $10.2 billion, down 13% from 1982. A rise in upstream expenditures -- the first increase since 1980 -- was more than offset by a drop in downstream spending and lower outlays abroad.

- Exploration Expenditures in Canada: Compared with 1982, exploration outlays in 1983 rose 17% to $4.2 billion, surpassing the peak expenditures of 1980. Spending on provincial lands rose 4% while increasing by 34% on Canada Lands. Foreign-controlled companies increased outlays by 8% in 1983 and Canadian-controlled companies by 23%.

- Downstream Expenditures: Downstream outlays decreased 30% to $1.7 billion largely as a result of declining demand for refined products which discouraged new projects following the completion of projects previously started.

INVESTMENT RATIOS

- 1983 upstream capital expenditures absorbed 69% of internal cash flow from upstream operations, down from 86% in 1982, as the rise in cash flow outpaced that of upstream outlays. Canadian-controlled companies continued to invest at a higher rate (81%) than foreign-controlled companies (60%).

DIVIDENDS

- Dividends rose 11% to $1.2 billion. While dividends paid by foreign-controlled companies increased 4%, those by Canadian-controlled companies rose 22%. Dividend payments by Canadian-controlled firms were mainly on preferred shares.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

NET INCOME

- Statistics Canada figures -- exclusive of unusual write-offs -- show that the petroleum industry's net income on Canadian operations grew 34% in 1983 compared with an increase of 87% for all other non-financial industries in Canada. The petroleum industry net income was 33% of that of all other non-financial industries (excluding petroleum) -- a decline of 14 percentage points compared with 1982.

CAPITAL EXPENDITURES

- Petroleum industry capital expenditures based on Statistics Canada figures declined 8%. This percentage decline, however, was smaller than for many other industries, and thus petroleum industry expenditures, expressed as a percentage of all other non-financial industries' capital expenditures, rose from 46% in 1982 to 53% in 1983.

REVENUE SHARING: INDUSTRY AND GOVERNMENTS

Total revenues available for sharing increased $1.4 billion to $21.8 billion in 1983. The industry and provincial governments gained from the increase while the federal government received a smaller share. The federal government's share decreased to 21% from 26% in 1982 -- primarily due to lower revenues from Natural Gas and Gas Liquids Tax combined with a major change in the net balance in the Petroleum Compensation Account and higher PIP payments. The industry's share rose to 49% from 46% and the provincial governments' share to 30% from 28%.

OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS

Canadians owned 40.5% of the petroleum industry based on upstream revenues, an increase of 1.5 percentage points vs. 1982. In contrast, Canadian control declined 0.5 percentage points to 37.8%. Based on petroleum-related revenues (upstream plus downstream), Canadian ownership and control rose 2.5 and 2.3 percentage points respectively to 37.2% and 27.8%.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Concluded)

CAPITAL STRUCTURE : 1980-1983

Capital employed in the petroleum industry in Canada rose to $55 billion at year-end 1983 from $36 billion three years before. In 1983, debt was 40% of industry capitalization and equity 60%, versus 25/75 in 1980. Canadian-controlled companies accounted for 56% of total equity and debt in 1983, up from 49% in 1980. Long-term debt for the Canadian-controlled sector in 1983 amounted to 53% of capital employed compared with 24% for the foreign-controlled sector.

RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

The petroleum industry spent $276 million on Research and Development activities in 1983, down 31% from 1982. Outlays in all categories fell with most significant declines occurring in research on conventional oil and gas and in-situ oil.

FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY: 1979–1983

Noteworthy trends:

1. Revenues rose from 1979 to 1983 at an average annual rate of 14%, about 4% faster than the rate of inflation
2. Net income peaked in 1980 at 11% of total revenues and has since declined to about one quarter of that figure
3. Internal cash flow has dropped as a percentage of revenues from more than 20% in 1979 and 1980 to about 15% in the last three years
4. Capital expenditures peaked in 1981 and 1982, largely driven by heavy expenditures downstream and abroad
5. Dividend payments increased since 1979 at the rate of 13% per year

1 - FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

Higher prices for oil and natural gas at the wellhead and increased production of conventional and synthetic oil provided the impetus for the industry revenue rise of 5% to $56 billion in 1983.(1)

Net income from total operations decreased 11% to $1.5 billion from 1982. Net income in the upstream segment rose 24% to $2.4 billion; downstream profits, however, fell $437 million resulting in a loss of $60 million for this segment. Other Canadian operations and foreign activities also recorded losses. In contrast, cash income from operations, i.e. internal cash flow, rose 16% in 1983 to $8.5 billion. This gain was largely attributable to the offset of higher operating costs and taxes by:

- increased production and higher wellhead prices for crude oil,
- lower interest charges owing to decline of interest rates,
- rate reductions for provincial royalties compared with 1982.

The net income decline stemmed from:

- write-downs of about $1 billion, net of deferred taxes, applicable to assets in the upstream and other Canadian operations segment by a large Canadian-controlled company; and
- decreased petroleum product demand, resulting in intense price competition that reduced downstream profit margins.

Table 1. OVERVIEW OF TOTAL OPERATIONS[a]

	1982	1983	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
TOTAL REVENUES	$53.9	$56.5	$2.6	5
less: Operating Costs	22.6	23.7	1.1	5
Interest Expenses	2.7	2.4	(0.3)	(8)
Non-income Taxes & Royalties	13.3	12.5	(0.8)	(6)
Other Cash Expenses	6.4	7.2	0.8	9
Income Taxes - Federal	1.5	2.0	0.5	31
- Provincial	0.1	0.3	0.2	181
CASH INCOME = INTERNAL CASH FLOW	7.3	8.5	1.2	16
less: Write-offs[b]	4.3	5.6	1.3	30
Deferred Taxes	1.3	1.4	0.1	8
NET INCOME	1.7	1.5	(0.2)	(11)

NOTES: (a) Figures may not add due to rounding. See Table 2 (p. I-4) for detail by operating segment.

(b) The components of 'write-offs' are non-cash charges and exploration and development expenditures charged to current operations.

---

(1) A glossary of technical terms is included as Appendix A.

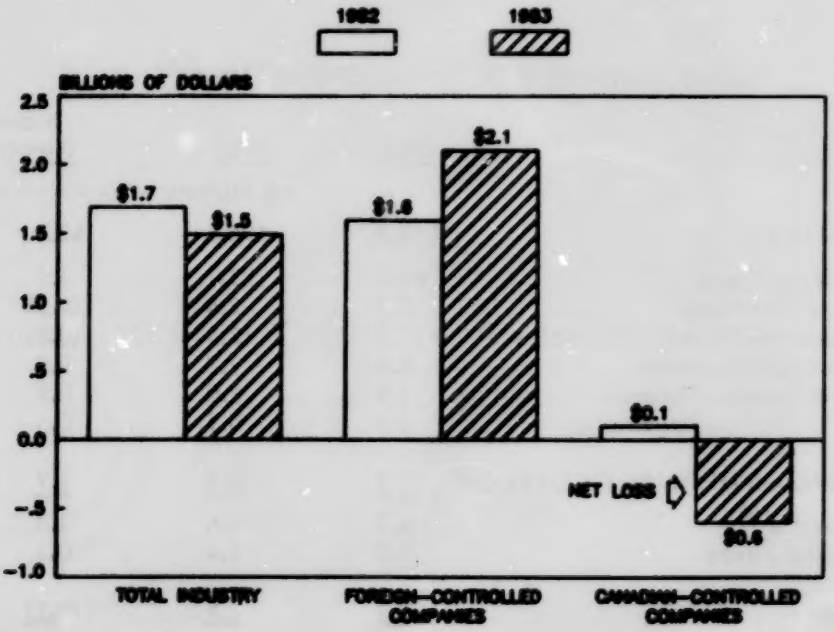
a. Net Income

A net income decrease of 11% for the industry as a whole masks significant differences in the movement of profits for the foreign and Canadian-controlled sectors - the former rising by 35% to $2.1 billion and the latter declining from $135 million in 1982 to a loss of $580 million in 1983.

Net income for foreign-controlled companies rose 35%, benefitting from a 74% or $920 million increase in profits from upstream operations brought about by reduced royalty rates, increased oil production and higher wellhead prices. This gain more than offset a $365 million decrease in downstream profits resulting from falling demand and surplus refining capacity which led to intense price competition. Cash income for this sector amounted to $5 billion, up 9% compared with 1982.

Canadian-controlled companies showed a loss of $580 million in 1983 compared with a profit of $135 million in 1982. The 1983 loss was largely attributable to one company that wrote-off $1 billion of assets compared with a 1982 write-down of about $300 million. The Canadian-controlled sector, exclusive of this company, maintained net income at the 1982 level. Cash income for the sector overall -- unaffected by write-offs -- rose 31% in 1983 to $3.5 billion.

Chart 1. NET INCOME FROM TOTAL OPERATIONS



NOTE : For more detail see Appendices B-5 and C-1.

b. Interest Coverage

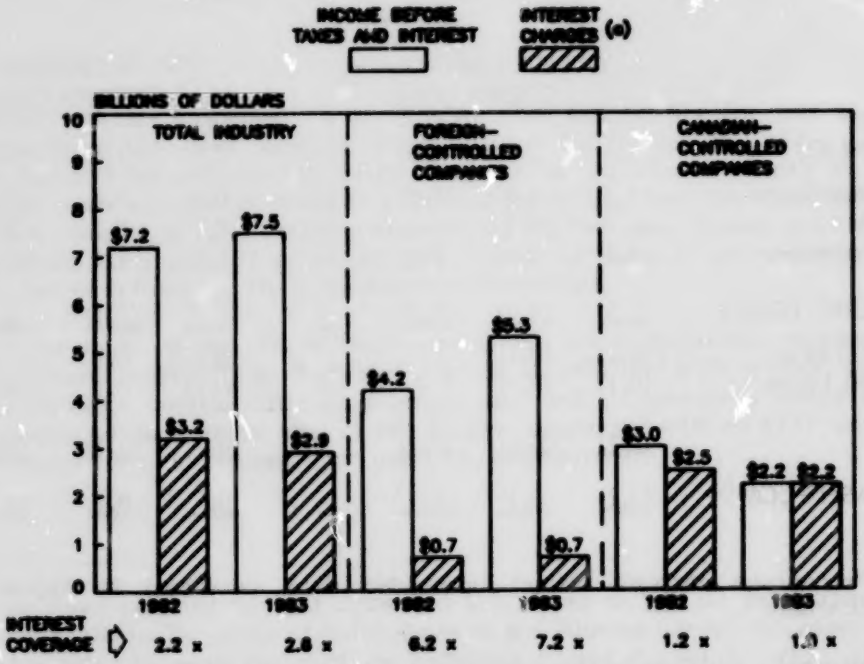
Total 1983 income before taxes and expensed interest was 2.6 times total interest charges, both capitalized and expensed, up from 2.2 times in 1982. Exclusive of the write-downs of assets referred to above, the interest coverage for the industry overall was 2.9 times.

Canadian-controlled companies reduced the level of their long-term debt which, together with lower interest rates, reduced interest charges by $370 million in 1983. However, because of asset write-downs, net income before taxes and interest just covered interest charges. Excluding these exceptional write-downs, interest coverage was 1.4 times.

Foreign-controlled companies increased their level of indebtedness by $670 million in 1983. Despite lower interest rates, therefore, their interest charges rose 9% or $60 million. Growth in income before taxes, however, was sufficient to increase interest coverage from 6.2 times to 7.2 times.

Analysis of interest charges relates only to total industry activity since there is neither consistency nor uniformity in the way companies allocate interest expenses among the various business segments - upstream, downstream, other Canadian and foreign.

Chart 2. COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES



NOTE: (a) Interest charges shown include both expensed and capitalized amounts. See Appendix B-6 for more detail.

Table 2. FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT[a]

	UPSTREAM				DOWNSTREAM			
			Increase (Decrease)				Increase (Decrease)	
	1982	1983			1982	1983		
	- - - $ billions - - -			(%)	- - - $ billions - - -			(%)
TOTAL REVENUES	$21.0	$23.7	$2.7	13	$29.0	$29.3	$0.3	1
less: Operating Costs	3.6	3.7	0.1	4	17.4	18.8	1.4	8
Interest	1.6	1.4	(0.2)	(10)	0.2	0.2	-	3
Royalties, Taxes	5.6	6.1	0.5	8	2.0	2.0	-	3
PCC, Other Charges	-	-	-	-	3.6	2.3	(1.3)	(35)
PGRT, IORT, NGGLT	2.0	2.0	-	4	-	-	-	-
Other Expenses	3.5	4.2	0.7	21	5.3	6.1	0.8	15
INCOME BEFORE TAXES	4.8	6.2	1.4	29	0.5	(0.2)	(0.7)	-
less: Current Taxes	1.9	2.6	0.7	42	(0.3)	(0.4)	(0.1)	-
Deferred Taxes	1.0	1.2	0.2	15	0.4	0.2	(0.2)	(40)
NET INCOME	2.0	2.4	0.4	24	0.4	(0.1)	(0.5)	-
INTERNAL CASH FLOW[b]	5.8	7.3	1.5	25	1.2	0.8	(0.4)	(36)

	OTHER CANADIAN[c] OPERATIONS				FOREIGN OPERATIONS			
TOTAL REVENUES	2.4	2.1	(0.3)	(14)	1.5	1.5	-	-
less: Operating Costs	1.1	0.8	(0.3)	(27)	0.5	0.4	(0.1)	(23)
Interest	0.7	0.7	-	(7)	0.2	0.1	(0.1)	(16)
Other Expenses	1.0	1.4	0.4	31	1.2	1.1	(0.1)	(9)
INCOME BEFORE TAXES	(0.5)	(0.8)	(0.3)	-	(0.3)	(0.1)	0.2	-
less: Current Taxes	(0.1)	(0.1)	-	-	0.1	0.1	-	2
Deferred Taxes	(0.1)	(0.1)	-	-	(0.1)	0.1	0.2	-
NET INCOME	(0.3)	(0.6)	(0.3)	-	(0.4)	(0.3)	0.1	-
INTERNAL CASH FLOW[b]	(0.2)	0.1	0.3	-	0.5	0.4	(0.1)	(11)

NOTES: (a) Percentage changes reflect unrounded data as shown in Appendix C, Schedule 1.

(b) Internal cash flow is the sum of net income, deferred taxes and all other non-cash items (depreciation, exploration and development expenditures written off, depletion and amortization) expensed in the reporting period.

(c) Includes pipelines, drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

UPSTREAM SEGMENT

Revenues from the upstream segment climbed 13% to $23.7 billion due to higher wellhead prices[1] and a 6% increase in crude oil production (Appendix B-2). The displacement of offshore oil imports and greater exports of crude oil and refined products permitted this increased production, despite the continued decline in domestic consumption. Declining natural gas sales, both export and domestic (down 4%), however, moderated the growth in the upstream segment.

Upstream net income, at $2.4 billion, increased 24% in 1983 over 1982, primarily as a result of the reduction in royalty rates introduced by provincial governments and the suspension of the Incremental Oil Revenue Tax (IORT) during 1983. Also, as a result of these factors, internal cash flow rose 25% to $7.3 billion.

Interest charges, as allocated to this segment by reporting companies, declined 10% to $1.4 billion and this, together with a continued reduction in exploration and development charges expensed against income, also contributed to the rise in upstream net income.

Partially offsetting the positive performance was a rise in write-offs of 154% from $410 million to $1 billion. Without these write-offs in 1983 and 1982, the upstream segment's net income would have risen 47%. The Canadian-controlled sector in which the unusual write-offs occurred, however, consequently recorded a 62% decline in net income. By contrast, foreign-controlled companies, unaffected by such write-offs, had an increase of 74% in upstream net income.

DOWNSTREAM SEGMENT

Downstream revenues increased 1% to $29.3 billion, but profits for this segment fell $437 million from the 1982 level to a net loss of $60 million in 1983. A persistent decline in demand for refined petroleum products led to intense rivalry as companies attempted to maintain market share in a shrinking market. Average capacity utilization of about 70%, despite several refinery closures during the year, caused profit margins[2] to decline from 1.9% in 1982 to a negative margin of 0.8% in 1983. In fact, several companies had cash losses on their downstream operations.

Current income taxes on downstream operations were negative, representing the recovery of taxes previously paid of $229 million in 1982 and $424 million in 1983, due principally to large capital outlays in both years and to operating losses incurred in 1983. Deferred taxes charged against net income decreased 40% to $237 million which kept net income for this segment from declining even further.

---

(1) The wellhead price of 'old' oil increased $25.17 per m^3 ($4.00 per barrel) effective January 1, 1983. The price of natural gas at the Alberta border increased 23.3 cents per gigajoule (25 cents per mcf) on February 1, and August 1, 1983. The average price of gas exported to the United States fell from $5.68 per gigajoule in 1982 to $5.22 per gigajoule in 1983. On July 1, 1983, the New Oil Reference Price (NORP) was extended to crude oil previously receiving the lower Special Old Oil Price (SOOP) and to oil from infill wells. Qualifying Enhanced Oil Recovery (EOR) projects began receiving the NORP price at the beginning of the year.

(2) Profit margin is defined as income before tax as a percentage of total revenue.

OTHER CANADIAN OPERATIONS

This business segment recorded a loss of $625 million in 1983 compared with a loss of $272 million in 1982. The 1983 loss was primarily due to large write-downs of assets by a Canadian-controlled company. Without these write-downs, this segment of operations would have registered a loss comparable to that of 1982.

In previous monitoring surveys, it was noted that a number of companies allocated the bulk of interest expenses to this relatively small segment. Although a larger number of companies now allocate interest charges to other segments, 28% of the industry's total interest expenses are still charged against "other Canadian operations", which account for only 4% of total industry revenues.

FOREIGN OPERATIONS

After-tax losses declined from $391 million in 1982 to $254 million for 1983. Write-offs of oil and gas properties were the prime factor for the losses in both years; however, these write-offs were lower in 1983 than in 1982.

2 - SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry in 1983 amounted to $18.3 billion vs. $23.1 billion in 1982. Funds generated by operations increased 16% to $8.5 billion, while funds from external sources declined 38% to $9.8 billion. External sources provided 54% of total industry funds, down from 68% in 1982, primarily due to reduced financing and reduced draw-downs of working capital (see page 2-3 for further detail).

Table 3. SUMMARY -- SOURCES OF FUNDS[a]

	1982	1983	Increase (Decrease)		Share of Total 1982	Share of Total 1983
	$ billions			(%)	(%)	
INTERNAL SOURCES						
Net Income	$1.7	$1.5	$(0.2)	(11)	7	8
Non-cash Items[b]	5.6	7.0	1.4	25	24	38
Total Internal Sources	7.3	8.5	1.2	16	32	46
EXTERNAL SOURCES						
New Long-term Debt[c]	3.7	1.9	(1.8)	(49)	16	10
New Equity[c]	3.2	2.2	(1.0)	(31)	14	12
Working Capital Decrease[c]	4.3	1.3	(3.0)	(70)	19	7
PIP and Other Incentives	1.5	1.6	0.1	11	6	9
All Other Sources	3.1	2.8	(0.3)	(9)	14	15
Total External Sources	15.8	9.8	(6.0)	(38)	68	54
TOTAL SOURCES OF FUNDS	23.1	18.3	(4.8)	(21)	100	100

NOTES: (a) Appendix C, Schedule 2 shows detail.

(b) Includes deferred taxes, exploration and development expenditures written off against current income, and other non-cash items (depreciation, depletion and amortization) that do not require a financial outlay in the reporting period.

(c) Represents the net amount of new long-term debt, equity, or funds from drawing down working capital by those companies that reported obtaining funds from these sources. Data from companies reporting reductions in new long-term debt and in equity, and an increase in working capital, are shown as 'Uses of Funds' in Table 6 (p. 3-1).

INTERNAL SOURCES

Petroleum industry internal cash flow rose 16% to $8.5 billion in 1983, due primarily to higher wellhead prices for crude oil and natural gas, and lower interest charges. Higher current income taxes and operating costs partially offset the positive factors. Upstream cash flow rose 25% to $7.3 billion, which more than compensated for a 36% or $440 million decline in the downstream segment's cash flow to $0.8 billion. A $230 million increase in cash flow in 'other Canadian operations' more than offset a decline in 'foreign operations'.

Canadian-controlled companies enjoyed a 31% or $809 million increase in internal cash flow, largely because of lower operating and administrative costs. Foreign-controlled firms registered an increase of $393 million (9%) in internal cash flow with weaker product prices in the downstream segment, exercising a dampening effect because of foreign-controlled companies' heavy participation in this segment.

Table 4. INTERNAL CASH FLOW BY SECTOR AND SEGMENT[a]

	1982	1983	Increase (Decrease)	
	------ $ billions ------			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	$2.3	$2.9	$0.6	28
Downstream	0.2	0.1	(0.1)	(34)
Other[b]	0.2	0.4	0.2	143
Total Canadian-Controlled	2.7	3.5	0.8	31
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	3.5	4.3	0.8	24
Downstream	1.0	0.7	(0.3)	(37)
Other[b]	0.1	-	(0.1)	(46)
Total Foreign-Controlled	4.6	5.0	0.4	8
TOTAL INDUSTRY				
Upstream	5.8	7.3	1.5	25
Downstream	1.2	0.8	(0.4)	(36)
Other[b]	0.3	0.5	0.2	64
TOTAL INDUSTRY	7.3	8.5	1.2	16

NOTES: (a) See Appendix C, Schedule 1 for more details.

(b) Comprises internal cash flow generated by foreign activities and other Canadian operations.

EXTERNAL SOURCES

Funds from external sources declined sharply from $15.8 billion in 1982 to $9.8 billion in 1983, reflecting the industry's reduced financing requirements, primarily due to a lower level of acquisitions. New long-term debt fell by 49% in 1983 vs. 1982 to $1.9 billion and new share issues dropped 31% to $2.2 billion.

A major element of this decline was a draw-down of $1.3 billion in working capital in 1983 compared with the $4.3 billion draw-down in 1982 when one company had a significant portion of its long-term debt coming due within that year. As a result of the reclassification of this debt to a "current" liability, 1982 working capital decreased.

A $218 million increase in funds came from the Petroleum Incentives Program (PIP) grants. Companies reporting to the PMA estimated their PIP grants at $1.5 billion, up 17% over 1982, with Canadian-controlled companies receiving over 90% of these grants. About 16% of total PIP grants were administered and paid by the Government of Alberta, the remainder by the federal government.

Table 5. PIP GRANTS BY AREA AND SECTOR

	Canadian-Controlled		Foreign-Controlled		Total	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	$ millions					
PROVINCES						
British Columbia	31	16	-	-	31	16
Alberta	267	242	-	-	267	242
Other	15	26	-	-	15	26
Total Provinces	313	284	-	-	313	284
CANADA LANDS						
Beaufort Sea	469	402	32	32	501	434
Labrador East	168	314	28	44	196	358
Atlantic Shelf South	189	312	23	39	212	351
Other	51	72	13	7	64	79
Total Canada Lands	878	1100	96	122	974	1222
TOTAL CANADA	1191	1383	96	122	1287	1505

NOTE: Appendix B-7 provides additional detail.

3 - USES OF FUNDS

The application of funds for all purposes declined 21% to $18.3 billion in 1983 vs. 1982. Lower capital expenditures, reduced repayments of long-term debt and a drop in other uses (mainly for acquisitions) were partially offset by increased working capital requirements (Table 6).

Table 6. SUMMARY -- USES OF FUNDS

	1982	1983	Increase (Decrease)		Share of Total 1982	Share of Total 1983
	$ billions			(%)	(%)	
CAPITAL EXPENDITURES						
Expenditures in Canada[a]	$10.6	$9.5	$(1.1)	(10)	46	52
Expenditures Abroad	1.2	0.8	(0.4)	(34)	5	4
Total Capital Outlays	11.7	10.2	(1.5)	(13)	51	56
OTHER USES OF FUNDS						
Repayment of Long-term Debt[b]	3.6	1.6	(2.0)	(55)	16	9
Repurchase of Equity[b]	0.7	0.2	(0.5)	(65)	3	1
Working Capital Increase[b]	1.2	1.9	0.7	52	5	10
Dividends	1.1	1.2	0.1	11	5	7
All Other Uses[c]	4.7	3.1	(1.6)	(34)	20	17
Total Other Uses	11.4	8.1	(3.3)	(29)	49	44
TOTAL ALL USES	23.1	18.3	(4.8)	(21)	100	100

NOTES: (a) Expenditures are before reductions for PIP grants and other grants.

(b) Represents the net application of funds to repurchase equity, repay long-term debt, or to build up working capital by those companies that reported using funds for these purposes. Data from companies reporting increases in long-term debt and in equity and net reductions in working capital, are shown as 'Sources of Funds' in Table 3 (p. 2-1).

(c) Mainly funds for acquisitions of plant and property purchased from other corporations and for corporate takeovers.

CAPITAL EXPENDITURES

Total capital expenditures in 1983 declined 13% to $10.2 billion as expenditures in Canada dropped 10% and those abroad 34% compared with 1982. Changed prospects for investing outside Canada and the withdrawal by a number of companies from some overseas areas were the main reasons for the decline in capital expenditures abroad.

Table 7. CAPITAL EXPENDITURES[a]

	1982	1983	Increase (Decrease)		Share of Total 1982	Share of Total 1983
	$ billions			(%)	(%)	
UPSTREAM						
Exploration	$3.6	$4.2	$0.6	17	31	41
Development	1.0	0.9	(0.1)	(4)	8	9
Production	1.5	1.0	(0.5)	(32)	13	10
Non-conventional[b]	0.4	0.4	-	11	3	4
Total Upstream[c]	6.5	6.6	0.1	2	55	65
Downstream	2.5	1.7	(0.8)	(30)	21	17
Energy Mining	0.2	0.2	-	9	2	2
All Other	1.4	0.9	(0.5)	(36)	12	9
TOTAL CANADIAN	10.6	9.5	(1.1)	(10)	90	93
EXPENDITURES ABROAD	1.2	0.8	(0.4)	(34)	10	7
TOTAL EXPENDITURES	11.7	10.2	(1.5)	(13)	100	100

NOTES: (a) More detail is presented in Appendix C, Schedules 3 and 4.

(b) Includes oil sands and non-conventional heavy oil projects.

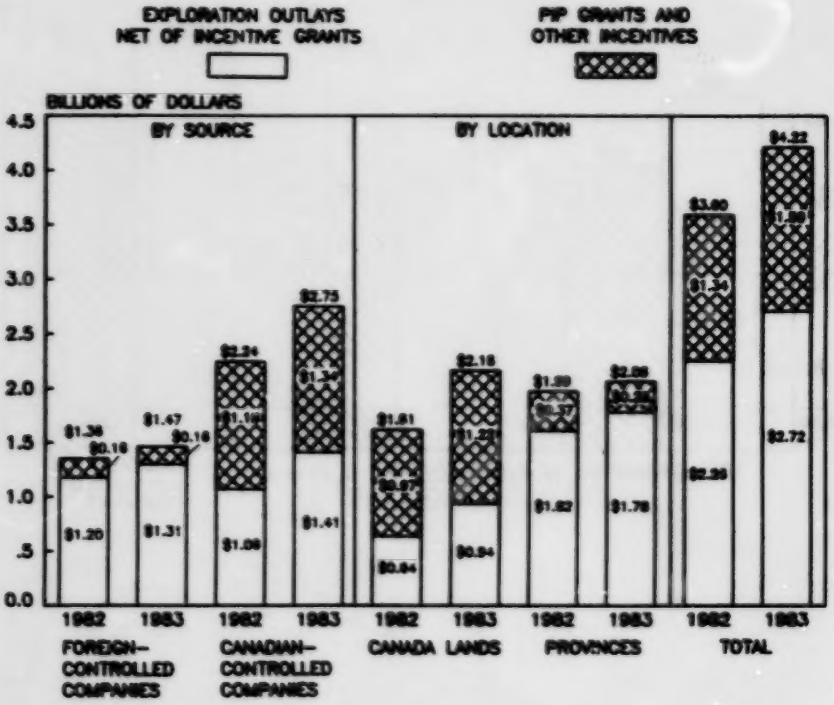
(c) Includes PIP grants.

Upstream: Upstream capital expenditures overall rose 2% to $6.6 billion, the first annual increase since 1980. Exploration spending rose 17% and oil sands expenditures increased 11% while production expenditures dropped 32% and development expenditures declined slightly. Net of PIP grants and similar incentive payments, upstream outlays by the foreign-controlled sector declined 4% while those of its Canadian-controlled counterpart rose 6%.

Exploration expenditures of $4.2 billion, surpassed the 1980 peak of $4.1 billion. Exploration spending rose in both the provinces and Canada Lands; the former by 4% to $2.1 billion, and the latter by 34% to $2.2 billion. Exploration expenditures on Canada Lands accounted for 51% of the total in 1983 compared with 45% in 1982.

The largest increase in spending on Canada Lands occurred off the east coast (Appendix B-10). Foreign-controlled companies' outlays were up 8% in 1983, while Canadian-controlled companies, accounting for almost two-thirds of total exploration expenditures, increased spending by 23% .

Chart 3. EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA



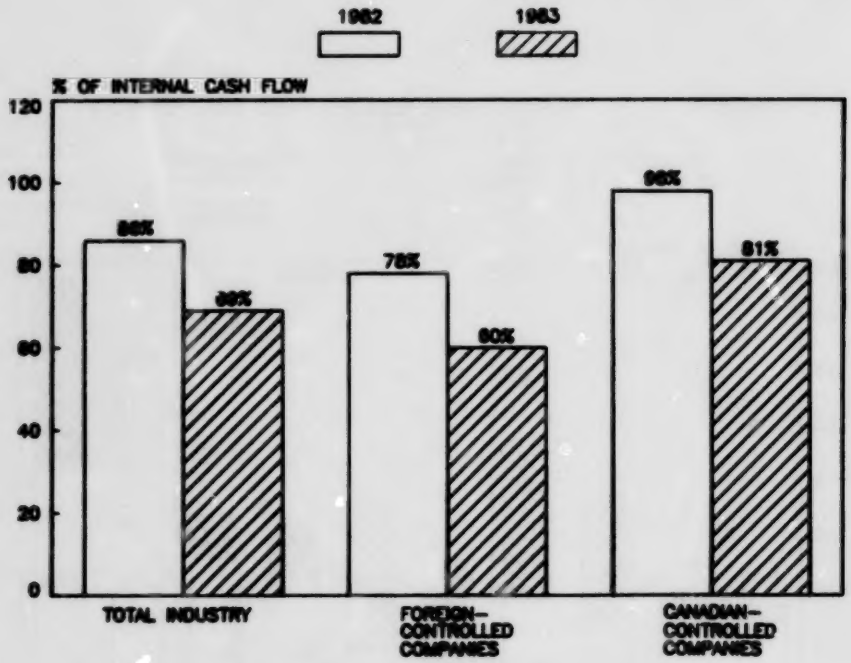
Downstream: Capital spending decreased 30% to $1.7 billion in 1983 vs. 1982. The declining demand for refined products discouraged new projects; also some previous projects had reached completion during 1982 and 1983.

Energy Mining and All Other: These expenditures declined 31% to $1.1 billion. They include outlays for drilling ships, caissons, and drilling rigs, with part of the total amount representing capitalized interest charges related to pre-start-up project expenditures.

INVESTMENT RATIOS

Upstream capital expenditures equalled 69% of internal cash flow from upstream operations, down from 86% during 1982 (Chart 4). This drop in the investment ratio was the result of upstream cash flow growing at a faster rate than capital expenditures. Canadian-controlled companies continued to reinvest at a higher rate (81%) than foreign-controlled firms (60%). Upstream cash flow of Canadian-controlled companies rose at a faster rate than that of foreign-controlled companies. However, the latter group's capital expenditures, net of PIP grants, declined slightly, while those in the Canadian-controlled sector rose 6%.

Chart 4. UPSTREAM INVESTMENT RATIOS

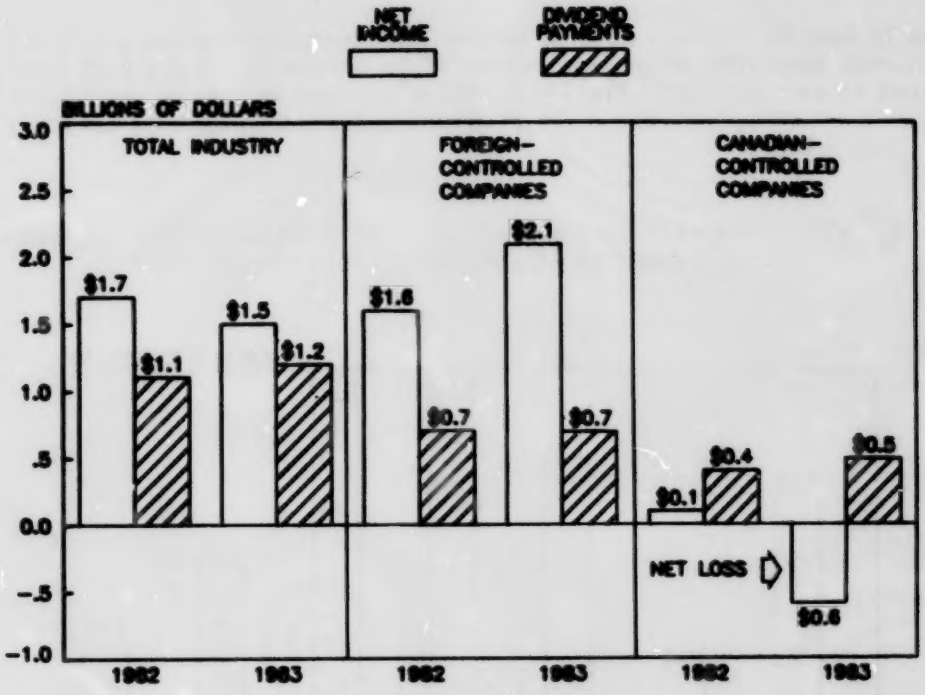


The investment ratio for petroleum-related (upstream plus downstream) activities was 84% for 1983, down 22 points from 106% for 1982, reflecting the decline in the upstream investment ratio.

DIVIDEND PAYMENTS

Dividend payments by petroleum companies rose 11% to $1.2 billion for 1983 as Canadian-controlled firms increased dividend payments 22% (mainly on preferred shares) to $478 million (Chart 5). Dividends paid by foreign-controlled companies increased 4% to $754 million, a pay-out of 36%, mostly to common shareholders.

Chart 5. DIVIDEND PAYMENTS COMPARED WITH NET INCOME



NOTE: Appendix B-13 shows detail by company group

OTHER USES

Significant changes in other uses of funds were:

- a $2.0 billion decrease in funds used to repay long-term debt, with most of this decrease registered by Canadian-controlled companies;
- a $650 million increase in working capital additions -- the largest part of which was reported by foreign-controlled companies;
- a decline of 34% to $3.1 billion in all other uses -- funds usually used for the purchase of assets in conjunction with takeovers.

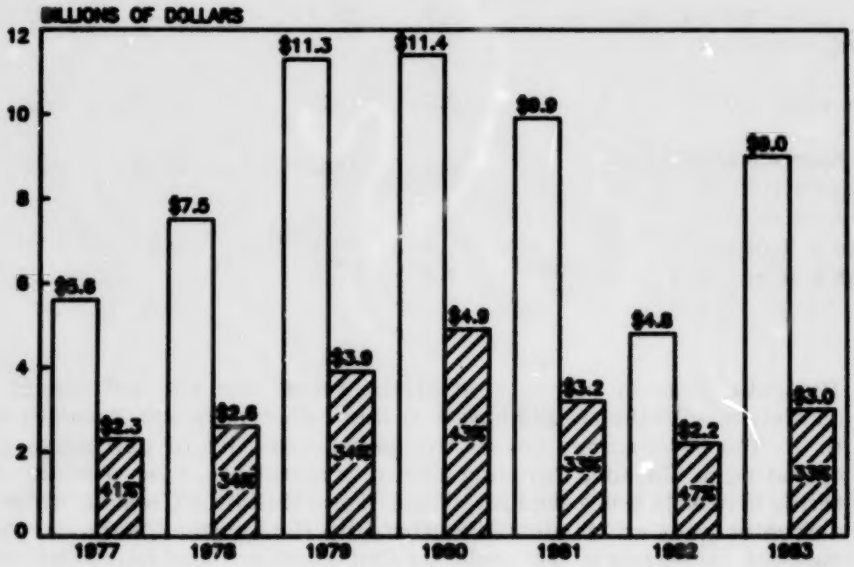
4 - COMPARATIVE PERFORMANCE : PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

NET INCOME

Statistics Canada data provide a basis for comparing the petroleum sector's financial performance with that of other sectors of the economy. The figures indicate that profits on Canadian operations for the petroleum industry[1] grew 34% during 1983, compared with an increase of 87% for all other non-financial industries (excluding petroleum). The substantial improvement for the latter group of companies reflects the extremely low base in 1982 when the Canadian economy experienced its worst recession since the 30s.

As Chart 6 shows, petroleum industry net income in 1983 was 33% of that of all other non-financial industries -- a decline of 14 percentage points compared with 1982 and about the same percentage as realized in 1981, 1979 and 1978. For rate of return data on equity and capital employed see Appendix B-14.

Chart 6. COMPARISON OF NET INCOME PETROLEUM INDUSTRY ▨ VS. ALL OTHER CANADIAN INDUSTRIES □



SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly. Figures exclude profits on foreign activities and are for companies with $10 million or more in total assets.

---

(1) Statistics Canada requires companies to report net income before extraordinary write-downs of assets. Thus, the net income reported here is higher than that shown in Sections 1 to 3.

CAPITAL EXPENDITURES

Petroleum industry capital expenditures gain perspective by comparison with capital outlays of other non-financial sectors of the economy (Table 8). Based on Statistics Canada data, petroleum industry gross capital expenditures (i.e. before deducting PIP grants) for 1983 declined 8% from the 1982 level. Capital expenditures of the petroleum industry as a proportion of total capital expenditures of non-financial industries however rose from 46% in 1982 to 53% in 1983.

Table 8. COMPARISON OF CAPITAL EXPENDITURES -- PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER CANADIAN INDUSTRIES

		1982	1983	Increase (Decrease)	
		------ $ billions ------			(%)
1.	Manufacturing	$7.9	$5.8	$(2.1)	(25)
2.	Mining	2.0	2.4	0.4	18
3.	Other Non-Financial	9.8	7.5	(2.3)	(24)
4.	TOTAL NON-FINANCIAL excluding Petroleum	19.7	15.7	(4.0)	(20)
5.	Petroleum[(a)]	9.0	8.3	(0.7)	(8)
6.	TOTAL NON-FINANCIAL including Petroleum	28.7	24.0	(4.7)	(16)
7.	Line 5 as a % of line 6	31.5	34.4		
8.	Line 5 as a % of line 4	45.9	52.5		

NOTE: (a) The data given in this section of the report are not and cannot be made consistent with the results based on the PMA survey and shown in Sections 1 to 3. The PMA survey covers the global activities of petroleum companies operating in Canada, including Crown corporations, over a minimum size in terms of assets and revenues. Data from Statistics Canada, while covering a greater number of companies than the PMA survey, exclude government business enterprises as well as the foreign activities of companies originating in Canada.

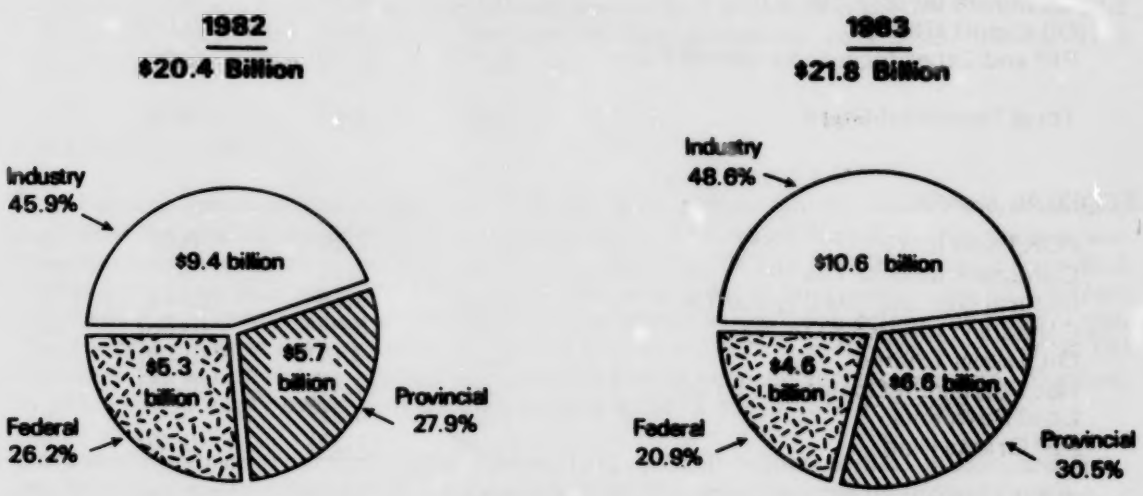
SOURCE: Statistics Canada, 61-003, Industrial Corporations - Financial Statistics. This survey does not include government enterprises. Expenditures are gross, including PIP and other capital grants.

5 - REVENUE SHARING : INDUSTRY AND GOVERNMENTS

Revenues available for sharing[1] increased $1.4 billion to $21.8 billion in 1983. As shown by Chart 7 and Table 9, the industry and the provinces gained from the increase, in both amount and percentage terms, while the federal government received a smaller share, down $790 million to $4.6 billion.

Lower revenues from Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT) combined with a major change in the net balance in the Petroleum Compensation Account and higher PIP grants to result in the decrease of the federal government's share of upstream revenues in 1983 to 21% from 26% in 1982. The industry share rose to 49% from 46%, and the provincial government's share to 30% from 28%.

Chart 7. REVENUE SHARING : INDUSTRY AND GOVERNMENTS



---

(1) Revenue available for sharing equals upstream revenues less operating costs plus a number of taxes levied at the downstream level (e.g. the net Petroleum Compensation Charge, the Natural Gas and Gas Liquids Tax, the Canadian Ownership Special Charge and the Oil Export Charge). Revenue shares are estimated for the entire upstream industry and are not limited to PMA reporting firms. The methodology used to calculate revenue shares is that employed in the federal government's NEP Update of June 1, 1982 and reflected in the format of Table 9. Data shown here for 1982 have changed slightly from those published in that year's Monitoring Survey to mirror exactly the agreed to methodology. Internal cash flow before interest expenses is now used to calculate total revenue available for sharing. Figures for revenue sharing components not directly related to upstream operations were obtained from Energy, Mines and Resources Canada, Revenue Canada and provincial governments.

Table 9. REVENUE SHARING: INDUSTRY AND GOVERNMENTS

	REVENUES 1982	REVENUES 1983	INCREASE (DECREASE)	
	------- $ billions -------			(%)
INDUSTRY SHARE				
Internal Cash Flow (before interest)	$8.29	$9.55	$1.26	15
PIP and Other Incentive Grants	1.60	1.74	0.14	9
Land Payments to provinces	(0.53)	(0.71)	(0.18)	34
Total Industry Share	9.36	10.58	1.22	13
PROVINCIAL SHARE				
Royalties and Freehold Tax (a)	5.34	5.87	0.53	10
Land Payments	0.52	0.70	0.18	36
Corporate Income Tax (b)	0.12	0.34	0.22	182
Oil Export Charge	0.23	0.14	(0.09)	(43)
PIP and Other Incentives Grants Paid	(0.52)	(0.40)	0.12	-
Total Provincial Share	5.69	6.65	0.96	17
FEDERAL SHARE				
PGRT and IORT	2.07	2.10	0.03	2
Corporate Income Tax	1.70	2.25	0.55	33
Natural Gas and Gas Liquids Tax	1.18	0.76	(0.42)	(36)
Canadian Ownership Charge	0.91	0.85	(0.06)	(6)
Oil Export Charge	0.23	0.14	(0.09)	(43)
Net Petroleum Compensation (c)	0.32	(0.23)	(0.55)	-
Land Payments	0.01	0.01	-	-
PIP Grants Paid	(1.08)	(1.33)	(0.25)	-
Total Federal Share	5.34	4.55	(0.79)	(15)
GRAND TOTAL	20.39	21.78	1.39	7

NOTES: (a) Data obtained from provincial sources. Figures are net of provincial incentives, new oil and gas royalty holidays and enhanced recovery royalty relief. Indian and freehold royalties and royalties paid to freeholders are excluded.

(b) Net of rebates from provincial governments.

(c) Revenue accruing to the Government of Canada less amounts required to finance oil import compensation, production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP), Special Old Oil Price (SOOP), deliveries of Canadian crude to Atlantic Canada and certain exchanges of crude oil between Canada and the United States.

INDUSTRY SHARE

The increase in upstream revenues accruing to the petroleum industry, up 13% to $10.6 billion, was due to increased internal cash flow before interest expenses,(1) up 15% to $9.6 billion and to a lesser extent higher receipts from incentives programs, up $140 million. These improvements were partly offset by the industry's land payments to the provinces which rose $180 million.

PROVINCIAL SHARE

Provincial revenues rose 17% or $960 million to $6.7 billion. Increased receipts from royalties, income taxes and land payments accounted for the rise in the provinces' revenues. Among provincial receipts, only those from the Oil Export Charge, shared by the two levels of government, showed a decline for 1983, down $90 million.

Despite the increase in royalty collections, the average rate of provincial royalty and freehold tax, as a percentage of upstream revenues, fell from 27.9% to 27.2%. Alberta received $5 billion from this source, Saskatchewan $0.5 billion and British Columbia $0.2 billion. Corresponding figures for receipts of land payments were $525 million, $112 million and $66 million.

FEDERAL SHARE

The Federal revenue share declined 15% to $4.6 billion which was 21% of revenue available for sharing vs. 26% in the previous year. The major factor in this decline was the reduced revenue from the Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT), down from $1.2 billion in 1982 to $0.8 billion in 1983, as its rate was reduced to maintain the 65% oil/gas price ratio at Toronto while accommodating increases in wellhead prices for natural gas. The federal government's decision to extend the period during which the Incremental Oil Revenue Tax would not be applied also contributed to reduced federal receipts. Further, in 1983, the federal government paid an additional $250 million in PIP grants.

Increased revenues from Corporate Income Tax, up $550 million to $2.3 billion, and from the PGRT partially offset the lower receipts from the other sources of federal revenue.

---

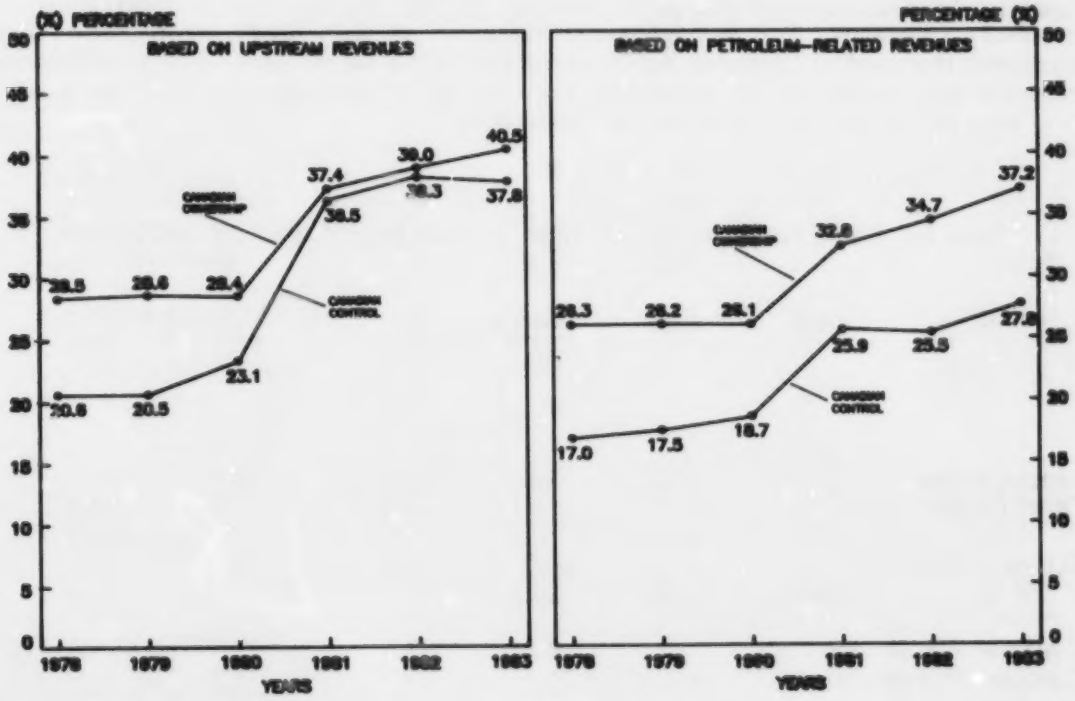
(1) Total industry cash flow and income taxes were calculated by grossing up PMA data by a factor derived from the ratio of total industry upstream production to comparable production of PMA reporting companies using the Junior company results as a basis for estimating the residual.

6 - OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS

Canadian ownership of the petroleum industry, based on upstream revenues,(1) increased 1.5 percentage points in 1983 to reach 40.5% (Chart 8). Canadian control of upstream revenues, however, declined 0.5 percentage points to 37.8% (Appendix B-15).

Canadian ownership and control of total petroleum-related revenues -- upstream plus downstream -- were up 2.5 and 2.3 percentage points respectively in 1983 over 1982 to reach 37.2% and 27.8%. Appendix B-15 provides detail on this and other yardsticks for measuring ownership and control.

Chart 8. CANADIAN OWNERSHIP AND CONTROL OF THE PETROLEUM INDUSTRY



(1) The federal government's Canadianization goal of 50% Canadian ownership of the petroleum industry by 1990, as outlined in the 1980 National Energy Program (page 49), is based on upstream revenues.

The increased Canadian ownership of upstream revenues in 1983 was partly the result of the takeover of Canada Cities Service Ltd. by Canadian Occidental Petroleum Ltd. Both companies were predominantly foreign-owned but Canadian Occidental Petroleum Ltd. undertook to allow Canadians to participate in that company's ownership up to 50%. This action increased the Canadian ownership of the participating corporations but did not alter their foreign-controlled status. The remaining increase in Canadian ownership of upstream revenues was due to the portfolio purchases by Canadians of listed company shares, previously owned by foreign investors. The relative decline in Canadian control of upstream revenues resulted from a higher growth rate in these revenues for the foreign-controlled sector than for Canadian-controlled firms.

Takeover activity during 1983 was the principal factor in the increases of Canadian ownership and control of petroleum-related revenues, accounting for 1.9 of the 2.5 percentage point rise in Canadian ownership and all of the 2.3 point rise in Canadian control. In addition to the takeover activity mentioned above, Petro-Canada Inc. purchased the assets of B.P. Ltd in 1983 which led to a large rise in the control of downstream petroleum revenues, in contrast to the decline of Canadian control in upstream revenues. The Petro-Canada takeover of B.P. Ltd's downstream assets increased the level of Canadian public ownership of the oil industry while simultaneously reducing the proportion of ownership and control of petroleum-related revenues by countries other than the United States (Table 10).

Table 10. OWNERSHIP AND CONTROL BY COUNTRY AND BY SECTOR[a]

	OWNERSHIP		CONTROL	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
United States	51.2	51.1	56.8	57.7
Other Foreign	14.1	11.7	17.5	14.2
TOTAL FOREIGN	65.3	62.8	74.5	72.2
Canadian Public Sector	8.8	11.5	9.3	11.6
Canadian Private Sector	25.9	25.7	16.2	16.2
TOTAL CANADIAN	34.7	37.2	25.5	27.8

NOTE: (a) Calculated on petroleum-related (upstream plus downstream) revenues using ownership data as at year-end 1983.

7 - CAPITAL STRUCTURE : 1980 - 1983

CAPITAL EMPLOYED

The total capital employed in the petroleum industry in Canada rose to $54.7 billion at year-end 1983 from $36 billion three years earlier. Long-term debt accounted for $12.4 billion of this growth as it rose 131% while total equity increased by $6.3 billion or 24%. In 1983, debt was 40% of industry capitalization and equity 60%, versus 25/75 in 1980. (As this is the first time comprehensive information on the industry's capital structure is included in this report, the four-year period for which consistent data are available is provided.)

Table 11. CAPITAL STRUCTURE BY SECTOR

	1980	1981	1982	1983	
	$ billions				%
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES					
Equity - Preferred	$ 2.8	$ 3.1	$ 3.5	$ 3.9	13
- Common[a]	8.5	10.3	10.3	10.6	34
Total Equity	11.3	13.4	13.8	14.5	47
Long-term Debt	6.2	14.6	17.2	16.1	53
CAPITAL EMPLOYED[b]	17.5	28.0	31.0	30.6	100
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES					
Equity - Preferred	1.0	0.9	0.8	0.7	3
- Common[a]	14.3	15.4	16.2	17.7	74
Total Equity	15.3	16.3	17.0	18.4	77
Long-term Debt	3.2	4.6	5.4	5.7	23
CAPITAL EMPLOYED[b]	18.5	20.9	22.4	24.1	100
TOTAL INDUSTRY					
Equity - Preferred	3.8	4.0	4.3	4.6	8
- Common[a]	22.8	25.7	26.5	28.3	52
Total Equity	26.6	29.7	30.8	32.9	60
Long-term Debt	9.4	19.2	22.6	21.8	40
TOTAL CAPITAL EMPLOYED[b]	36.0	48.9	53.4	54.7	100

NOTE: (a) Includes common shares, contributed surplus and retained earnings.

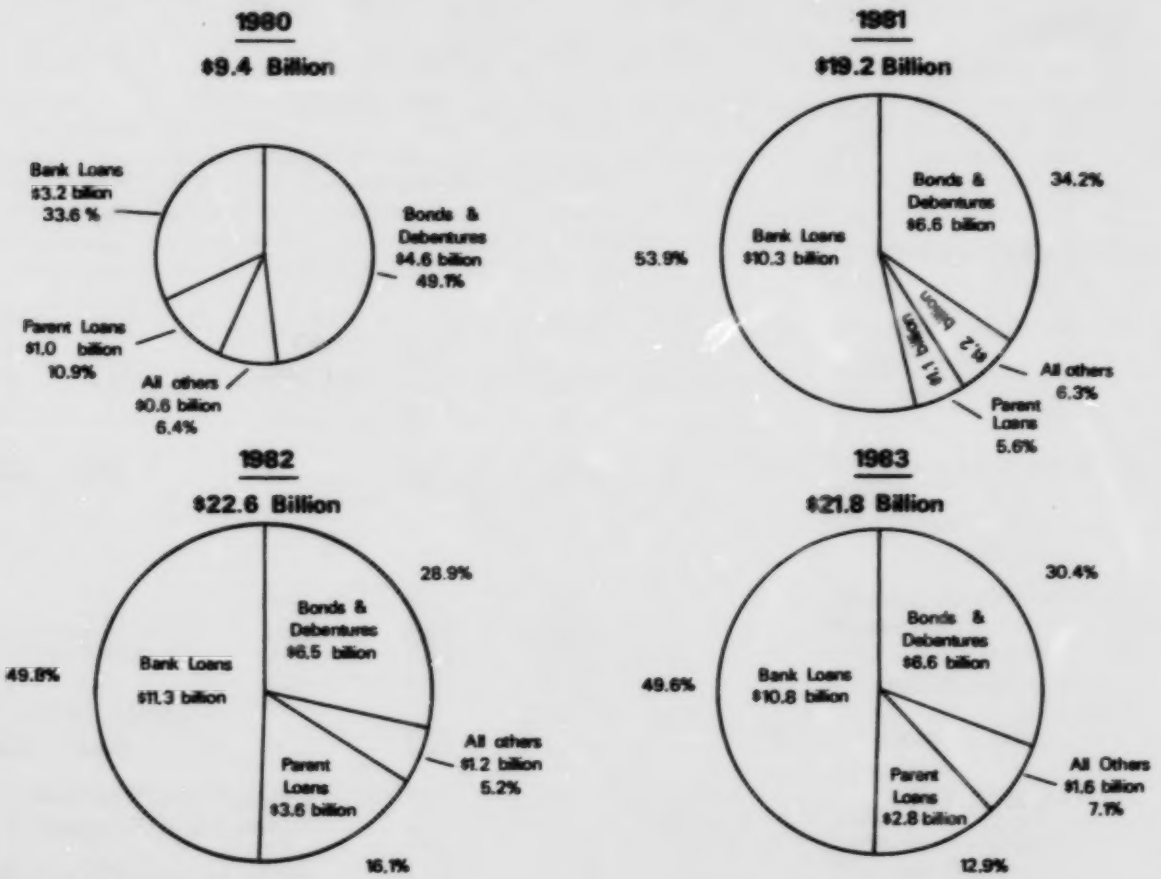
(b) Excludes minority interest.

By 1983, Canadian-controlled companies accounted for 56% of total equity and debt, up from 49% in 1980. This 7 percentage point increase was largely the result of takeovers of foreign-controlled companies by Canadian-controlled companies using long-term debt as the method of financing. As a consequence, at the end of 1983, long-term debt for the Canadian-controlled sector amounted to 53% of capital employed compared with 35% for 1980. In contrast, the foreign-controlled sector's debt as a percentage of capital employed was 24% for 1983 up from 17% for 1980.

LONG-TERM DEBT

As shown in Chart 9, the oustanding long-term debt of the Canadian petroleum industry rose from $9.4 billion in 1980 to $21.8 billion in 1983. This increase reflects the significant amount of takeover activity in the industry during 1981 and 1982.

Chart 9. INDUSTRY LONG-TERM DEBT STRUCTURE

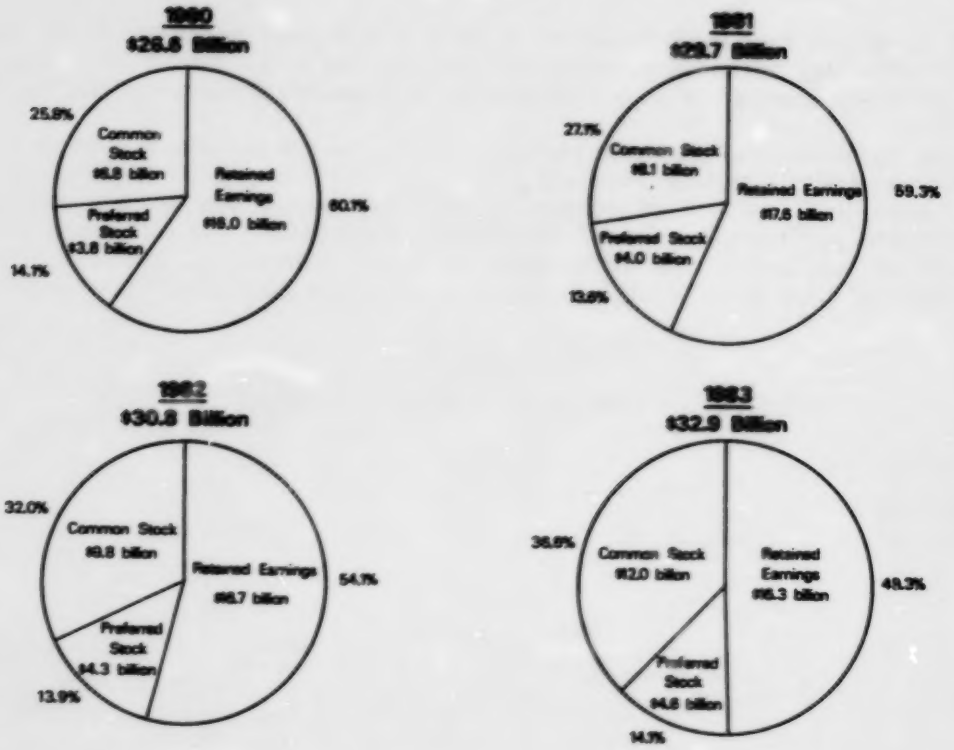


The Bank loan component of long-term debt increased more than all other types and accounted for 50% of the total debt in 1983. About two-thirds of the total debt was raised at a floating interest rate, based on Canadian or U.S. prime or LIBOR, therefore applicable interest charges vary in accordance with the current interest rate.

EQUITY

Chart 10 shows that the equity of the Canadian petroleum industry rose from $26.6 billion in 1980 to $32.9 billion in 1983.

Chart 10. INDUSTRY EQUITY STRUCTURE



The fastest rising component of equity from 1980 to 1983 were common shares which increased from 26% to 37% of total equity. The rise in value of common shares reflects the injections of capital by the common shareholders and is in large part related to takeovers.

The increased value of shareholders' equity from 1982 to 1983 came about as the decline in total retained earnings was more than offset by capital provided in the form of common stock. Also included in this segment was the higher par value of common shares through the capitalization of retained earnings in conjunction with corporate restructuring.

Retained earnings represented 49% ($16.3 billion) of the industry's equity for 1983, down 11 percentage points from 1980. The decline in both the absolute and relative value of retained earnings was largely due to the repatriation of funds by foreign-controlled companies that were purchased by Canadian-controlled interests. Since virtually all of the retained earnings accrue to the common shareholders, they have been added to the common share values to obtain the total common equity values on Table 11.

8 - RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

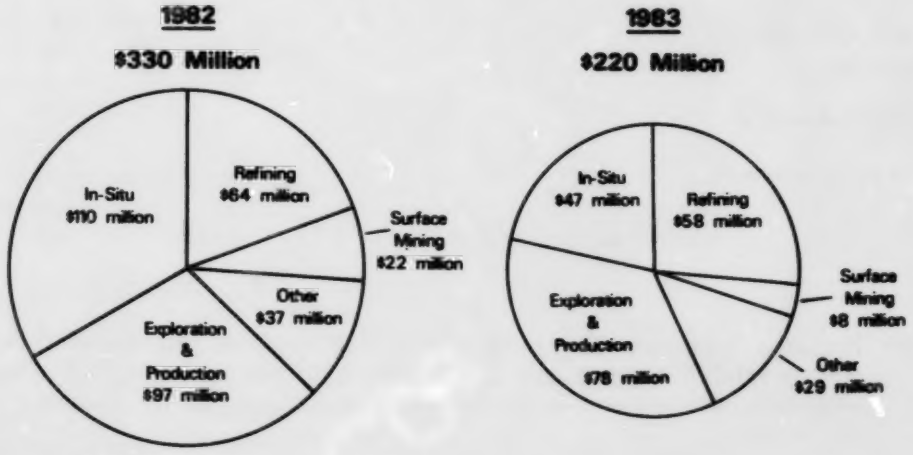
The petroleum industry spent $276 million on R&D activities in 1983, down 31% from 1982.(1) Both R&D expenditures by surveyed companies, i.e. 'in-house' expenditures and contract work performed by others fell in 1983 compared with the preceding year.

IN-HOUSE EXPENDITURES

PMA reporting companies spent $220 million on 'in-house' R&D expenditures in 1983, a decrease of 33% (Chart 11). Outlays in all categories of activities fell with the most significant declines occurring in research on conventional oil and gas and in-situ oil. (2)

In their annual reports, several companies commented on the completion of new R&D facilities during 1983. Imperial Oil Ltd., during the third quarter of 1983, completed a $40 million process and automotive research centre in Sarnia. Shell Canada Ltd. officially opened its $21 million Calgary Research Centre in June 1983, employing 100 research personnel to develop improved exploration and production technologies, enhanced recovery techniques, and in-situ extraction methods for oil sands bitumen.

Chart 11. IN-HOUSE R&D EXPENDITURES BY ACTIVITY



(1) Data are drawn from responses to two Statistics Canada questionnaires, Research and Development in Canadian Industry and Energy R&D Expenditures by Area of Technology, made availebe to the PMA under an agreement pursuant to the Statistics Act. There may be a small element of 'double counting' as the reported amount of 'in-house' R&D may include contract work performed for other petroleum companies.

(2) A total of 29 PMA companies, mostly larger firms, reported R&D expenditures in 1983 compared to 36 companies in 1982. In 1982 the petroleum industry spent an amount equal to 0.9% of sales on 'in-house' R&D activities, while the average of all other non-financial industries was 1.5%.

Of the funds allocated to 'in-house' R&D activity, 93% were financed by the reporting companies. The remainder was obtained from federal and provincial government grants and from allocations by related companies. The latter relates principally to the granting of exclusive international R&D 'world product' mandates for specific areas of technology to Canadian subsidiaries by foreign parent companies.

The bulk of 'in-house' R&D activity in Canada was conducted in Alberta and Ontario, which accounted for 53% and 37% respectively of total outlays in 1983.

CONTRACT EXPENDITURES

Contract R&D expenditures by PMA reporting companies, both energy and non-energy related, totalled $56 million, down 21% from 1982 (Table 12). The 1983 expenditures were evenly split between companies and institutions in Canada and recipients abroad.

Table 12. CONTRACT R&D SPENDING IN CANADA AND ABROAD

	IN CANADA		ABROAD		TOTAL	
RECIPIENT	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	- - - - - - - - - -		$ millions		- - - - - - - - - -	
Parent and Affiliate Companies	10	17	43(a)	27(a)	53	44
Other Corporations	14	9	1	1	15	10
Research Institutions	3	2	-	-	3	2
TOTALS	27	28	44	28	71	56

NOTE: (a) Included here are $34 million and $22 million representing outlays on energy-related technologies in 1982 and 1983 respectively. No breakdown is available between energy and non-energy components for contract activities in Canada.

9 - FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY : 1979-1983

Information drawn from five years of petroleum monitoring surveys provides a basis for comparing a number of characteristics of financial performance of the oil and gas industry over the period 1979-83. To provide users of this survey with some additional perspective -- even recognizing the distortions induced by inflation -- Table 13 presents data for 90 companies reporting to the Petroleum Monitoring Agency for which consistent statistics are available over the five years. Detailed operating data for these companies, representing 97% of the PMA's 1983 data base, are shown in Appendix C, Schedules 7 and 8.

Table 13. FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY : 1979-1983

	1979	1980	1981	1982	1983
			$ billions		
REVENUES					
Total Operations[a]	33.6	42.4	50.8	53.4	56.0
Upstream	12.7	16.1	16.7	20.6	23.3
Downstream	18.6	23.5	29.0	28.9	29.1
NET INCOME					
Total Operations[a]	3.6	4.7	3.2	1.7	1.4
Upstream	2.4	2.9	1.7	1.9	2.4
Downstream	1.0	1.5	1.4	0.4	(0.1)
INTERNAL CASH FLOW					
Total Operations[a]	7.3	9.6	8.2	7.2	8.3
Upstream	5.1	6.7	5.2	5.7	7.1
Downstream	1.6	2.0	2.1	1.2	0.8
CAPITAL EXPENDITURES					
Upstream	5.1	6.9	6.7	6.2	6.4
Downstream	0.5	0.8	2.0	2.5	1.7
Other	0.5	0.8	1.3	1.6	1.1
Total in Canada	6.1	8.4	9.9	10.3	9.2
Expenditures Abroad	0.7	1.2	1.7	1.1	0.7
TOTAL CAPITAL OUTLAYS	6.8	9.6	11.6	11.4	10.0
DIVIDEND PAYMENTS	0.8	0.9	1.1	1.1	1.2
			%		
UPSTREAM REINVESTMENT RATIO	99.0	102.8	113.8	84.3	68.1
GNE DEFLATOR	100.0	111.1	122.9	135.3	143.1

NOTE: (a) Includes "other Canadian" and foreign operations.

NOTEWORTHY TRENDS

Since the 1979-83 period was marked by unprecedented inflation in North America as reflected in the GNE deflator on Table 13, unrefined comparisons will inevitably distort indicated trends. On the other hand, adjustment for inflation cannot simply apply constant dollar factors to major income and cost components without elaborate explanations. These would be inappropriate in this survey, however, and have not been attempted.

The trends noted below, therefore, generally have been confined to those that can be expressed in terms that are not distorted by inflation.

1. Revenues rose by 67% to $56 billion from 1979 to 1983 -- growing at an average annual rate of 14%, about 4% faster than the general level of inflation measured by the GNE deflator. Higher wellhead prices for oil and natural gas fueled the growth in the upstream segment, which in turn provided the impetus for the growth in overall revenues.

2. Net income peaked in 1980 at 11% of overall revenues and has since declined, representing about one quarter of that figure, or 2.6% of 1983 revenues. This level of net income in relation to revenues is largely attributable to the introduction of new energy taxes, the disappearance of downstream profits and to write-downs of assets. Upstream profits, which were 19% of 1979 revenues, represented 10% of 1983 revenues.

3. Internal cash flow has dropped sharply as a percentage of revenue -- from more than 20% in 1979 and 1980 to about 15% in the last three years. Upstream internal cash flow was 31% of revenues in 1983 vs. 40% in 1979. Downstream cash flow fell precipitously since 1981 presumably because of intense price competition in 1982 and 1983.

4. Capital expenditures peaked in 1981 and 1982, largely driven by heavy expenditures downstream and abroad. Expenditures declined in 1983 as downstream projects were completed and investment abroad discontinued. A relative decline in upstream expenditures may not be indicative of a reduced level of exploration and development activity however, since costs charged for drilling operations came down substantially in the latter part of the five-year period under review.

5. The reinvestment ratio for the upstream segment reached its highest level in 1981 at 114% of upstream cash flow, and declined to 68% in 1983. The decline in the reinvestment ratio is due to the recovery in upstream cash flow -- now greater than the 1980 record level -- without a corresponding increase in capital expenditures.

6. Dividend payments increased steadily from 1979 to 1983 at the rate of 13% per year, up 4% per year in 1979 purchasing power. Most recently, the increase in dividend payments came largely from Canadian-controlled companies' pay-out on preferred shares.

APPENDICES

		Page
A	GLOSSARY OF TERMS	A-1
B	SUPPLEMENTARY DATA	
1	Comparison of PMA Data with 1983 Industry Aggregates	B-1
2	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	B-2
3	Canadian Crude Oil Prices: 1979-1983	B-3
4	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	B-4
5	Net Income by Sector and Segment	B-5
6	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	B-6
7	PIP Grants by Area and Type of Expenditure	B-7
8	Well Completions and Metres Drilled in Canada	B-8
9	Upstream Capital Expenditures -- Provincial Lands	B-9
10	Exploration Expenditures in Canada -- by Area	B-10
11	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	B-11
12	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow	B-12
13	Dividend Payments	B-13
14	Rate of Return Calculations	B-14
15	Canadian Ownership and Control by Company Group and Category	B-15
16	Capital Employed by Component	B-16
C	COMPLETE SURVEY RESULTS	
1	Income and Expense Statement	C-1
2	Sources and Uses of Funds	C-4
3	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	C-5
4	Capital Expenditures by Activity	C-6
5	Balance Sheet	C-7
6	Volume and Value of Production	C-8
7	Upstream Operating Costs and Royalties	C-9
8	Income and Expense Statement: 1979-1983	C-10
9	Sources and Uses of Funds: 1979-1983	C-11

GLOSSARY OF TERMS

Acquisitions--the acquisition of shares of other petroleum companies or the purchase of assets from such companies. Capital outlays for these purposes are included under the category 'All Other Uses of Funds' in monitoring reports.

All Other Sources of Funds--proceeds from the sale of assets or long-term investments and pre-payment received for future production.

All Other Uses of Funds--includes applications such as acquisitions, purchases of used machinery and equipment, and long-term investments.

Amortization--is the charge to expense over time of assets, other than depreciation, depletion, and exploration and development expensed to current operations. It also includes here gains or losses on disposal of assets, write-downs of assets, and unremitted earnings from investments.

Canada Lands--areas of Canada outside provincial boundaries.

Canadian Control--in general a company is Canadian-controlled when 50% or more of its voting shares are held by Canadian residents either directly or indirectly. In a few exceptional cases, when a significant block of shares is held by Canadian residents and the remaining shares are widely held, a company may be effectively Canadian-controlled even though more than 50% of the voting shares are held by non-residents.

Canadian Ownership--the proportion of the total voting shares of a company held, either directly or indirectly (through other corporations), by Canadian residents.

Capital Employed--the book value of total assets, less current liabilities.

Capital Expenditures--investments in new machinery, equipment, structures and resource properties, whether capitalized or charged directly to current operations, as well as intangibles (e.g. cost of leased equipment), capitalized interest and capitalized repair expenditures.

Current Income Tax--the portion of the provision for income taxes, both federal and provincial, pertaining to the reporting period.

Debt/Equity Ratio--the ratio of long-term liabilities (over one year) to shareholders' equity (share capital plus retained earnings). Depending upon their terms and conditions, preferred shares may be classified as either debt or equity (see "long-term debt").

Deferred Income Taxes--taxes accrued and reflected as an expense in the income statement, but not payable in the financial reporting period. Income taxes are deferred, for example, when companies write off capital assets (using capital cost allowances) for income tax purposes at rates that exceed those employed in preparing their financial reports.

Depletion--the amount charged to expense in the company's financial statements, which relates to depletable assets that have been capitalized. This is not the earned depletion allowance calculated for income tax purposes.

Depreciation--the amount charged to expense which relates to depreciable assets that have been capitalized. This is not the amount of capital cost allowance that is used to compute depreciation for income tax purposes.

Development Expenditures--includes drilling and well completion costs in an area of already proven oil or natural gas reserves, expenditures on field gathering and separation systems, and the cost of acquiring proven reserves.

Downstream Segment--includes refining, marketing, transportation and petrochemical operations.

Energy Mining--capital expenditures associated with uranium and coal mining (excludes oil sands mining).

Equity--the book value of shareholders' paid-up capital, contributed surplus and retained earnings.

Exploration Costs--include all lease fees and land acquisition costs, geological and geophysical expenditures, and exploratory drilling costs. Exploratory drilling is generally defined as a well drilled outside a proven area, or within a proven area but to a previously untested horizon, in order to determine whether oil or gas reserves exist. Also included are costs of dry wells, casing and other materials and equipment abandoned in place.

External Sources of Funds--funds obtained from sources other than internal cash flow. Long-term debt and equity are the main examples.

Full Cost Accounting--an accounting method under which all costs incurred in prospecting for reserves and in acquiring, exploring and developing properties within large cost centres are capitalized and charged to expense as the reserves deemed to be related to those costs are produced. Costs incurred include prospecting, leasing, acquisition, retention, exploration and development costs, and associated indirect costs (i.e. general and administrative costs). Operating costs are charged to expense as incurred.

Incremental Oil Revenue Tax (IORT)/Incremental Resource Royalty Tax (IRRT)--the IORT is a federal tax imposed at a rate of 50% on incremental old oil revenues after a deduction for associated incremental royalties. Incremental revenue is the difference between the actual revenue received from oil production and the revenue that would have been received had the NEP price schedule prevailed. Incremental royalties, other than Crown royalties, are subject to the IRRT, also at a 50% rate. Income subject to the IORT or the IRRT is not subject to income tax. Both taxes were suspended on June 1, 1982 and are scheduled to be reimposed on June 1, 1985.

Integrated Companies--foreign-controlled companies that individually had more than 1% of total industry revenues in both the upstream and downstream segments. Each of these companies has sizeable refined product, marketing and distribution operations.

Internal Cash Flow--includes net income after tax plus exploration and development expenditures expensed in the current period, depreciation, depletion, amortization and deferred income taxes.

Junior Companies--companies that are predominantly exploration and production-oriented and are not in either the integrated or senior company groupings. Each junior company generates less than 1% of total industry upstream and downstream operations.

Long-term Debt--debt that has a maturity date greater than one year. Preferred shares may be treated as long-term debt when they are redeemable for a fixed amount without conversion privileges or voting rights.

Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT)--a federal excise tax imposed on marketable pipeline gas and natural gas liquids (NGLs). Marketable pipeline gas includes gas used in a processing or reprocessing plant, but excludes volumes reinjected into reservoirs. NGLs include ethanes, propanes, butanes or any mixtures thereof produced from gas at a processing or reprocessing plant.

New Oil Reference Price (NORP)--the price that is applied to all conventional oil from pools discovered after 1973, incremental oil recovered by the use of an enhanced recovery technique (other than waterflooding), incremental oil from any new or expanded waterflood project commencing after June 30, 1983, oil from infill wells drilled in a pre-NORP oil entity after June 30, 1983, synthetic crude oil, crude oil from Canada Lands, oil from wells in Saskatchewan producing 10 barrels a day or less and all heavy oil in Saskatchewan. The NORP is subject to a ceiling of 100% of the international price.

Non-cash Charges--items expensed in the reporting period that do not require an actual financial outlay in that period, such as depreciation, depletion and amortization.

Non-conventional Heavy Oil--deposits of density usually greater than 934 kg/m^3 that are for the most part recoverable through enhanced recovery methods. Canadian deposits of heavy oil are typically in the range of 935 to 985 kg/m^3.

Oil Export Charge--exports of crude oil and equivalent hydrocarbons and oil products such as motor gasoline, middle distillate, heavy fuel oil and partially processed oil are subject to an export charge. Only those volumes of crude oil and oil products that are found to be surplus to Canada's requirements in the foreseeable future are exported. Since November 1, 1980, the producing provinces receive 50% of all revenues accruing from export charges on crude oil and equivalent hydrocarbons.

Oil Sands--crude bitumen resources from deposits that are generally solid unless heated and are of a density usually greater than 985 kg/m^3. Athabasca, Peace River, Wabasca, and Buffalo Head Hills are the main Canadian resource areas.

Other Canadian Operations--include drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

Petroleum Compensation Charge (PCC)--a levy imposed on refiners by the Government of Canada. Funds received from this levy are used to finance oil import compensation, to pay higher prices for production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP) and to pay for deliveries of Canadian crude oil to Atlantic Canada and for certain exchanges of crude oil between Canada and the United States.

Petroleum Incentives Program (PIP)--provides direct incentive payments to enterprises conducting exploration and development activities in Canada. The level of incentive varies according to the area of activity and is higher for enterprises that are Canadian controlled and have specified levels of Canadian ownership as determined under the Canadian Ownership and Control Determination Act. The Government of Alberta administers and pays incentives for activities within Alberta and the Petroleum Incentives Administration of the Government of Canada funds and administers the program elsewhere in Canada.

Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)--a 16% tax on production revenue net of operating costs, non-Crown royalties and, where Crown royalties or taxes based on production are payable, a 25% resource allowance. Qualifying tertiary recovery projects also reduce the tax base by eligible capital costs incurred after 1982 to the extent of pool taxable revenue. In addition, corporations are allowed a $250 thousand credit against PGRT liabilities. The PGRT is not deductible for income tax purposes.

Production Expenditures--includes all expenditures relating to the production of crude oil and natural gas. Expenditures on natural gas processing plants are included.

Senior Companies--companies that individually have more than 1% of total industry revenues in either upstream or downstream operations.

Special Old Oil Price (SOOP)--a special wellhead price for conventional oil discovered after 1973, qualifying for provincial royalties at new oil rates, but not in receipt of the New Oil Reference Price (NORP) prior to July 1, 1983. As announced in the NEP Update, SOOP was established at 75% of current world prices on July 1, 1982. Under the terms of the amended energy agreements with Alberta and Saskatchewan, SOOP oil receives the NORP price, effective July 1, 1983.

Successful Efforts Accounting--an accounting method by which only costs resulting directly in identifiable future benefits through discovery, acquisition or development of reserves are capitalized. Costs that do not provide identifiable future benefits are expensed as incurred, or are written off when the properties are determined to be non-productive. Such costs include those relating to geological and geophysical studies, retention of undeveloped properties, and non-productive exploration and development efforts.

Upstream Segment--activities and operations related to the search for, and development, production, extraction and recovery of crude oil, natural gas, natural gas liquids and sulphur, as well as the production of synthetic oil.

Working Capital--current assets (cash, short-term investments, accounts receivable, inventories) less current liabilities (accounts payable, debts and obligations maturing in less than one year).

COMPARISON OF PMA DATA WITH 1983 INDUSTRY AGGREGATES

	PMA	Industry Aggregate Estimates	Column 1 as percentage of Column 2
	--- $ millions ---		(%)
UPSTREAM EXPENDITURES IN CANADA			
Exploration (including land)	4223	4635[(a)]	91
Development and Production	2392	2823[(a)]	85
TOTAL EDP (in Canada)	6615	7458[(a)]	89
PIP Grants	1505	1620	93
PGRT	1884	1940	97
UPSTREAM PRODUCTION REVENUES	22656	24321[(b)]	93
PRODUCTION STATISTICS			
Crude Oil and Liquids (thousands m^3/day)	236	265[(b)]	89
Marketable Natural Gas (millions m^3/day)	151	178[(b)]	85

NOTES: (a) SOURCE: Statistics Canada 26-213 1983 Net Cash Expenditures of the Petroleum Industry. The Statistics Canada capital expenditure figures are collected from more than 400 reporting companies, compared to about 100 for the PMA.

(b) SOURCE: Statistics Canada 26-006 Crude Petroleum and Natural Gas Production.

Appendix B-2

PETROLEUM AND NATURAL GAS SUPPLY AND DEMAND SUMMARY[a]

		1982	1983	Increase (Decrease)
		(thousands m^3/day)		(%)
PETROLEUM[b]				
Production[c]	- Crude Oil	217	230	6
	- Natural Gas Liquids	43	45	5
	- TOTAL PRODUCTION	260	275	6
Net Exports[d]	- Crude Oil	(20)	8	-
	- Natural Gas Liquids	27	21	(22)
	- Refined Products	7	11	57
	- TOTAL NET EXPORTS	14	41	193
Consumption	- Natural Gas Liquids	13	17	33
	- Refined Products	246	228	(7)
	- TOTAL CONSUMPTION	259	245	(5)
		(millions m^3/day)		(%)
NATURAL GAS				
Production		190	179	(6)
Net Exports		61	55	(9)
Consumption		126	124	(2)

NOTES: (a) Figures represent total industry activity and are derived from a number of sources -- provincial governments, Energy, Mines and Resources Canada, and Statistics Canada. Industry's own use (e.g. refinery fuel) and inventory changes are not included.

(b) Includes conventional and synthetic crude oil and natural gas liquids (propane, butane and ethane) derived from gas plants and gas reprocessing plants.

(c) Includes refinery production.

(d) Net exports of crude oil, natural gas liquids and refined products. On a gross basis, petroleum imports (including exchange receipts) for 1982 and 1983 were 54 000 and 39 000 m^3/d (339 000 and 245 000 b/d) respectively, or 21% and 16% of domestic consumption in those periods.

CANADIAN CRUDE OIL PRICES: 1979-1983

	Wellhead Price		Petroleum Compensation & Other Charges[a]		Cost Of Crude Oil Exclusive Of Transportation[b]		Refiner Acquisition Cost At Montreal	
	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1979								
Dec 31	13.75	86.53	0.85	5.35	14.60	91.88	15.65	98.49
1980								
Jan 1	14.75	92.83			15.60	98.18	16.65	104.78
April 1			1.00	6.29	15.75	99.12	16.80	105.72
July 12			1.75	11.01	16.50	103.84	17.73	111.57
Aug 1	16.75	105.41			18.50	116.42	19.73	124.16
Nov 1			2.55	16.04	19.30	121.45	20.53	129.20
1981								
Jan 1			5.05	31.77	21.80	137.18	23.07	145.18
Jan 1	17.75	111.70			22.80	143.47	24.07	151.47
Mar 3			5.80	36.52	23.55	148.22	25.01	157.39
May 1			6.95	43.77	24.70	155.47	26.16	164.62
June 3			8.05	50.66	25.80	162.36	27.26	171.51
June 3			9.30	58.53	27.05	170.23	28.51	179.41
July 1	18.75	117.99			28.05	176.52	29.52	185.77
Sept 22					28.05	176.52	29.51	185.71
Oct 1	21.25	133.73			30.55	192.26	32.02	201.50
Dec 1			7.45	46.89	28.70	180.62	30.24	190.30
1982								
Jan 1	23.50	147.89			30.95	194.78	32.54	204.77
July 1	25.75	162.05			33.20	208.94	34.90	219.63
1983								
Jan 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.40	229.06
June 30	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.47	229.51
Sept 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.40	229.06
Dec 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.42	229.17

NOTES: (a) See Appendix B-4 for detail pertaining to these charges.

(b) Gathering and transportation costs make up the difference between the blended price of Canadian crude oil, exclusive of transportation and the refiner acquisition cost at Montreal. These costs amounted to $11.06/m^3 ($1.76/bbl) in December 1983.

Appendix B-4

CHANGES TO THE PETROLEUM COMPENSATION CHARGE AND SIMILAR CHARGES

	Type of Change	Change		Level Of Total Charges	
		($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1980					
April 1	PCC Increase	0.15	0.94	1.00	6.29
July 2	PCC Increase	0.75	4.72	1.75	11.01
November 1	PCC Increase	0.80	5.03	2.55	16.04
1981					
January 1	PCC Increase	2.50	15.73	5.05	31.77
March 3	SCC Imposed	0.75	4.75	5.80	36.52
May 1	COSC Imposed	1.15	7.25	6.95	43.77
June 3	SCC Increase	1.10	6.89	8.05	50.66
June 3	PCC Increase	1.25	7.87	9.30	58.53
September 22	SCC Abolished	(1.85)	(11.64)		
	PCC Increase	1.85	11.64	9.30	58.53
November 30	PCC Decrease	(1.85)	(11.64)	7.45	46.89
1982	No changes	-	-	7.45	46.89
1983					
January 1	PCC Decrease	(2.54)	(16.00)	4.91	30.89

NOTE: PCC Petroleum Compensation Charge

SCC Special Compensation Charge

COSC Canadian Ownership Special Charge

NET INCOME BY SECTOR AND SEGMENT

	1982	1983	Increase (Decrease)	
	------ $ millions ------			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	718	275	(443)	(62)
Downstream	27	(45)	(72)	-
Other[(a)]	(610)	(810)	(201)	-
Total Canadian-Controlled	135	(580)	(715)	-
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	1236	2154	918	74
Downstream	351	(15)	(366)	-
Other[(a)]	(54)	(69)	(15)	-
Total Foreign-Controlled	1533	2070	538	35
TOTAL INDUSTRY				
Upstream	1954	2429	475	24
Downstream	378	(59)	(437)	-
Other[(a)]	(664)	(879)	(215)	-
TOTAL INDUSTRY	1668	1490	(178)	(11)

NOTE: (a) Comprises net income flow generated by foreign activities and other Canadian operations.

Appendix B-6

COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES[a]

	(1) Income Before Taxes	(2) Interest Charges Incurred	(3) Ratio of Column (2) to (1)
	---- $ millions ----		(%)
Integrateds	3337	478	14
Senior Companies			
Canadian-Controlled	1298	1434	111
Foreign-Controlled	1607	43	3
Junior Companies			
Canadian-Controlled	902	763	85
Foreign-Controlled	394	220	56
TOTAL INDUSTRY	7537	2938[b]	39
Canadian-Controlled	2200	2197	100
Foreign-Controlled	5337	741	14

NOTES: (a) The figures in Column 1 represent the total of income before taxes from total operations and expensed interest. Column 2 shows total interest charges incurred (both expensed and capitalized). Column 3 is the ratio of Column 2 to Column 1.

(b) In addition to the $2.4 billion of interest charges expensed in 1983, $502 million was capitalized (almost all by Canadian-controlled companies).

PIP GRANTS BY AREA AND TYPE OF EXPENDITURE

	Exploration	Development & Production	TOTAL	Canadian-Controlled	Foreign-Controlled
			$ millions		
British Columbia					
1982	26	5	31	31	-
1983	14	2	16	16	-
Alberta					
1982	192	75	267	267	-
1983	165	77	242	242	-
Saskatchewan					
1982	3	6	9	9	-
1983	12	9	21	21	-
Other Provinces					
1982	3	3	7	7	-
1983	5	1	5	5	-
Beaufort Sea					
1982	501	-	501	469	32
1983	434	-	434	402	32
Labrador East					
1982	196	-	196	168	28
1983	358	-	358	314	44
Atlantic Shelf South					
1982	212	-	212	189	23
1983	351	-	351	312	39
Other Canada Lands					
1982	64	1	64	51	13
1983	79	-	79	72	7
TOTAL					
1982	1197	90	1287	1191	96
1983	1417	89	1505	1383	122

NOTE: PIP grants are incentives to qualifying enterprises carrying out exploration, development and production activities in Canada. The Government of Alberta administers and pays the incentives for activities within that province, and the Government of Canada administers the program elsewhere in Canada.

WELL COMPLETIONS AND METRES DRILLED IN CANADA

	EXPLORATORY			DEVELOPMENT		
	1982	1983	Increase (Decrease) (%)	1982	1983	Increase (Decrease) (%)
WELL COMPLETIONS (Number of Wells)						
British Columbia)	62	26	(58)	43	42	(2)
Alberta	1643	1480	(10)	3099	3300	6
Saskatchewan	348	493	42	413	1263	206
Other Provinces	126	101	(20)	216	293	36
Northern Canada[a]	15	12	(20)	7	31	343
Offshore[b]	6	23	283	-	-	-
TOTAL	2200	2135	(3)	3778	4929	30
METRES DRILLED (Thousands)						
British Columbia	139	57	59	70	65	(7)
Alberta	2278	2332	2	2876	3792	32
Saskatchewan	301	471	56	348	1125	223
Other Provinces	103	89	(14)	151	227	50
Northern Canada[a]	52	29	(44)	5	25	400
Offshore[b]	29	103	255	-	-	-
TOTAL	2902	3081	6	3450	5234	52

NOTES: (a) All areas in Canada North of 60°, including Hudson Bay.

(b) East coast and West coast offshore areas.

SOURCE: Oil Week, February 6, 1984

UPSTREAM CAPITAL EXPENDITURES -- PROVINCIAL LANDS[a]

	Exploration[b]		Development[b]		Production[c]	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	$ millions					
British Columbia	173	133	39	20	27	15
Alberta	1700	1722	839	778	1242	753
Saskatchewan	71	174	50	70	77	83
Other Provinces	42	36	13	14	11	5
TOTAL PROVINCES	1986	2066	941	882	1357	856

NOTES: (a) Outlays on non-conventional heavy oil and oil sands are not included.

(b) Includes PIP grants and capitalized overhead.

(c) Includes capitalized overhead.

EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA — BY AREA[a]

	1982	1983	Increase (Decrease)
	-- $ millions --		(%)
PROVINCES[b]	1986	2066	4
CANADA LANDS			
Beaufort Sea	773	770	-
Labrador East	377	634	68
Sverdrup Basin	59	86	47
Atlantic Shelf South	329	597	81
TOTAL CANADA LANDS	1615	2158	34
TOTAL CANADA	3601	4223	17

NOTES: (a) Includes PIP grants and capitalized overhead.

(b) Appendix B-9 provides a breakdown of exploration expenditures by province.

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES TO INTERNAL CASH FLOW

	Upstream[a]		Petroleum-related[b]	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
Integrateds	72	58	106	87
Senior Companies				
Canadian-Controlled	89	78	105	85
Foreign-Controlled	64	54	64	54
Junior Companies				
Canadian-Controlled	128	90	158	112
Foreign-Controlled	199	94	196	93
TOTAL INDUSTRY	86	69	106	84
Canadian-Controlled	98	81	117	91
Foreign-Controlled	78	60	101	79

NOTES: (a) Upstream capital expenditures (net of PIP and other incentive grants) in Canada as a percentage of upstream cash flow.

(b) Petroleum-related (upstream plus downstream) capital expenditures in Canada as a percentage of internal cash flow generated by petroleum-related activities.

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES AND INVENTORY INVESTMENT TO INTERNAL CASH FLOW

	INVENTORY CHANGE	
	Excluded	Included
	(%)	(%)
Integrateds	98	90
Senior Companies		
Canadian-Controlled	104	92
Foreign-Controlled	61	62
Junior Companies		
Canadian-Controlled	155	151
Foreign-Controlled	96	96
TOTAL INDUSTRY	101	94
Canadian-Controlled	121	110
Foreign-Controlled	88	83

NOTE: Inventory values are reported to the PMA on a total company basis. The figures in the first column compare total capital expenditures (net of PIP) excluding inventories with internal cash flow from total operations. The second column shows the effect on investment ratios of including the change in inventory outlays with capital expenditures.

DIVIDEND PAYMENTS

	1982	1983	Per cent of Net Income[a] 1982	1983
	- $ millions -		(%)	
Integrateds	640	622	56	46
Senior Companies				
Canadian-Controlled	321	404	454	**
Foreign-Controlled	61	112	14	17
Junior Companies				
Canadian-Controlled	70	74	108	75
Foreign-Controlled	21	20	**	27
TOTAL INDUSTRY	1113	1232	67	83
Canadian-Controlled	391	478	289	**
Foreign-Controlled	722	754	47	36

NOTE: (a) Derived by dividing dividend payments for each company group by their net income on total operations (Appendix C, Schedule 1). Percentages are not shown where company groups reported operating losses (indicated by asterisks).

RATE OF RETURN CALCULATIONS

SHAREHOLDERS' EQUITY[a]	1979	1980	1981	1982	1983
			(%)		
Manufacturing	17.6	14.0	11.4	4.3	9.5
Mining	21.8	18.7	8.3	(1.2)	1.3
Other Non-financial	13.8	13.2	12.2	8.9	11.3
TOTAL NON-FINANCIAL (excluding petroleum)	16.8	14.4	11.2	5.2	9.1
PETROLEUM	20.6	20.0	11.0	7.6	9.5

CAPITAL EMPLOYED[b]	1979	1980	1981	1982	1983
			(%)		
Manufacturing	12.9	10.6	9.1	5.0	7.9
Mining	15.5	13.6	6.6	2.5	2.0
Other Non-financial	9.2	9.1	8.8	7.3	8.5
TOTAL NON-FINANCIAL (excluding petroleum)	11.7	10.3	8.7	5.4	7.4
PETROLEUM	13.3	13.1	7.9	6.2	6.7

SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly.

NOTES: (a) Return on equity is defined as net profit after tax, divided by book value. It measures the rate of return on shareholders' investment (paid-in capital and retained earnings). This measure is often used to compare the performance of companies that may vary by type and by size.

(b) Capital employed is defined as total assets, less current liabilities. The net income figures used to compute rate of return on capital employed have been adjusted by adding the after-tax interest expense on borrowed funds.

CANADIAN OWNERSHIP AND CONTROL BY COMPANY GROUP AND CATEGORY

	OWNERSHIP		CONTROL	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
PETROLEUM-RELATED REVENUES[a]				
Integrated Companies	21.7	21.5	0.0	0.0
Senior Companies (b)	57.7	62.5	71.3	72.0
Junior Companies (b)	56.5	57.6	64.7	66.7
TOTAL INDUSTRY	34.7	37.2	25.5	27.8
UPSTREAM REVENUES				
Integrated Companies	21.0	21.0	0.0	0.0
Senior Companies (b)	49.2	52.5	62.8	61.8
Junior Companies (b)	55.0	55.6	63.6	65.1
TOTAL INDUSTRY	39.0	40.5	38.3	37.8
OTHER MEASUREMENT BASES				
REVENUES				
Natural Gas	42.8	42.8	46.4	43.9
Crude Oil	35.5	38.6	31.2	33.0
Downstream	31.6	34.5	16.1	19.8
EXPLORATION EXPENDITURES	57.7	61.5	62.2	65.2
TOTAL ASSETS	50.9	52.2	56.4	54.9

NOTES: (a) Upstream plus downstream revenues.

(b) Includes Canadian-controlled and foreign-controlled companies.

CAPITAL EMPLOYED BY COMPONENT

	1980			1981		
	Canadian - Controlled	Foreign - Controlled	Total	Canadian - Controlled	Foreign - Controlled	Total
	- - - - - - - - - - - - - $ millions - - - - - - - - - - - - -					
LONG-TERM DEBT						
Bonds, Debentures, etc.	2990	1640	4630	4160	2390	6550
Parent held	100	930	1030	-	1080	1080
Bank loans	2880	290	3170	9650	680	10330
Other	260	340	600	800	410	1210
Total Long-Term Debt	6230	3200	9430	14610	4560	19170
MINORITY INTEREST	240	190	430	1160	200	1360
EQUITY						
Preferred Shares	2770	980	3750	3140	890	4030
Common Shares						
Book Value	3000	2950	5950	3420	3020	6440
Retained Earnings	5190	10770	15960	5730	11900	17630
Contributed Surplus	320	570	890	1100	530	1630
Total Common Equity Value	8510	14290	22800	10250	15450	25700
TOTAL EQUITY VALUE	11280	15270	26550	13390	16340	29730
TOTAL CAPITAL EMPLOYED	17750	18660	36410	29160	21100	50260
LONG-TERM DEBT BY INTEREST RATE						
Floating (Prime or Libor)	4710	610	5320	11010	1140	12150
Fixed	1520	2590	4110	3600	3420	7020

Appendix B-16
(Continued)

CAPITAL EMPLOYED BY COMPONENT

	1982			1983		
	Canadian-Controlled	Foreign-Controlled	Total	Canadian-Controlled	Foreign-Controlled	Total
	$ millions					
LONG-TERM DEBT						
Bonds, Debentures, etc.	3540	2970	6510	3750	2880	6630
Parent held	2520	1110	3630	2030	770	2800
Bank loans	10300	950	11250	9520	1270	10790
Other	810	360	1170	830	730	1560
Total Long-Term Debt	17170	5390	22560	16130	5650	21780
MINORITY INTEREST	620	210	830	500	10	510
EQUITY						
Preferred Shares	3500	780	4280	3880	750	4630
Common Shares						
Book Value	5020	2900	7920	6380	3630	10010
Retained Earnings	3980	12730	16710	2920	13330	16250
Contributed Surplus	1330	610	1940	1310	730	2040
Total Common Equity Value	10330	16240	26570	10610	17690	28300
TOTAL EQUITY VALUE	13830	17020	30850	14490	18440	32930
TOTAL CAPITAL EMPLOYED	31620	22620	54240	31120	24100	55220
LONG-TERM DEBT BY INTEREST RATE						
Floating (Prime or Libor)	11720	1610	13330	12060	2290	14350
Fixed	5450	3780	9230	4070	3360	7430

SCHEDULE 1
INCOME AND EXPENSE STATEMENT

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
TOTAL INDUSTRY															
TOTAL REVENUES	20983	23636	12.7	29886	29256	8.9	2402	2056	-14.3	1532	1527	-0.3	53921	56497	4.8
POST & MDSLY & IDRY	1952	2023	3.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1952	2023	3.6
PCC	0	0	-	3586	2317	-35.4	0	0	-	0	0	-	3586	2317	-35.4
ROYALTIES AND TAXES	5607	6078	8.4	1953	2011	3.0	0	2	-	160	51	-68.4	7721	8141	5.5
TOT.REV. AFTER RYLTIES	13424	15555	15.9	23463	24928	6.2	2401	2054	-14.4	1371	1476	7.7	40661	44013	8.3
INTEREST EXPENSES	1563	1412	-9.6	211	217	3.3	731	677	-7.4	134	129	-16.3	2638	2436	-8.4
OPERATING COSTS	3552	3687	3.8	17438	18835	8.0	1123	821	-26.8	482	370	-23.2	22595	23714	5.0
S&D CHARGED TO OPER.	1045	859	-17.8	0	0	275.0	71	49	-31.3	26	15	-44.0	1142	923	-19.2
DEPRECIATION	538	682	26.8	429	856	30.1	178	189	10.9	146	115	-21.1	1283	1544	20.4
DEPLETION	826	1065	29.9	0	0	-	3	5	47.7	229	235	6.8	1044	1305	25.1
WRITE-OFFS, AMORT.	410	1041	154.8	24	47	98.2	-76	527	-	317	239	-53.8	875	1854	112.8
NON-CASH CHARGES & EDP	2813	3647	29.7	453	606	33.7	168	769	358.1	918	684	-33.6	4343	5626	29.5
OTHER EXPENSES	679	586	-13.7	4820	5516	14.5	862	588	-32.7	148	436	288.6	6508	7138	9.7
INCOME BEFORE TAXES	4816	6223	29.2	942	-246	-145.4	-482	-792	-64.2	-322	-84	74.8	4956	5101	12.8
CURRENT INCOME TAX	1836	2614	42.3	-229	-424	-85.8	-144	-84	41.7	135	117	-12.9	1598	2223	39.1
INC.AFT.CURR.INC.TAX	2982	3609	21.8	771	177	-77.8	-338	-708	-109.6	-457	-201	56.8	2959	2878	-2.7
DEFERRED INCOME TAX	1028	1181	14.8	394	237	-39.8	-65	-83	-26.9	-66	53	180.6	1291	1388	7.5
NET INCOME AFTER TAXES	1955	2429	24.3	376	-59	-115.7	-272	-625	-129.4	-391	-254	35.0	1668	1490	-10.7
CASH FLOW	5795	7237	25.2	1224	783	-36.1	-170	61	136.2	492	403	-18.9	7388	8504	16.5
TOTAL INTEGRATED															
TOTAL REVENUES	8287	9383	14.8	23648	22826	-3.4	333	404	21.4	24	20	-16.9	32294	32634	1.2
POST & MDSLY & IDRY	844	872	3.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	844	872	3.3
PCC	0	0	-	3169	1914	-39.6	0	0	-	0	0	-	3169	1914	-39.6
ROYALTIES AND TAXES	2387	2641	10.6	1581	1528	-3.4	0	2	-	0	0	-	3969	4171	5.1
TOT.REV. AFTER RYLTIES	4976	5840	17.4	18899	19384	2.6	333	403	20.8	24	20	-16.9	24222	25647	5.9
INTEREST EXPENSES	81	87	10.7	114	126	8.8	229	275	20.1	4	4	-9.9	398	459	15.4
OPERATING COSTS	1468	1433	-2.4	14824	15012	1.3	161	189	17.9	4	3	-24.2	16456	16636	1.1
S&D CHARGED TO OPER.	656	573	-12.4	0	0	-	59	35	-39.6	2	0	-91.7	717	611	-14.9
DEPRECIATION	168	193	7.2	291	330	13.3	34	51	41.5	1	1	-1.7	518	577	13.1
DEPLETION	77	81	4.7	0	0	-	1	0	-37.3	0	0	-	78	81	4.4
WRITE-OFFS, AMORT.	163	235	28.7	3	41	-	-4	-26	-	-6	-2	68.7	176	249	41.3
NON-CASH CHARGES & EDP	1998	1884	-1.1	295	371	26.1	91	61	-32.9	-3	-1	66.8	1481	1316	2.5
OTHER EXPENSES	148	89	-39.1	3210	4038	29.5	67	38	-43.6	0	0	-39.1	3422	4156	21.4
INCOME BEFORE TAXES	2213	3176	43.5	447	-153	-134.2	-214	-160	25.1	19	14	-23.4	2465	2878	16.8
CURRENT INCOME TAX	1094	1583	44.7	-268	-437	-36.2	-122	-39	67.8	3	4	19.8	696	1111	59.6
INC.AFT.CURR.INC.TAX	1119	1593	42.4	727	284	-60.9	-92	-121	-31.2	15	10	-32.8	1768	1767	-0.1
DEFERRED INCOME TAX	282	167	-40.9	390	300	-23.1	-39	-42	-6.5	0	0	-	633	425	-32.8
NET INCOME AFTER TAXES	836	1426	70.5	336	-16	-104.8	-53	-79	-49.3	15	10	-32.8	1135	1341	18.2
CASH FLOW	2217	2679	20.9	1021	654	-35.8	-1	-60	-	13	9	-26.3	3250	3284	1.1

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED SENIOR															
TOTAL REVENUES	3787	4145	11.8	661	637	-3.7	96	102	6.5	141	134	-5.3	4685	5018	9.8
PORT & HBOLT & IORT	353	363	2.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	353	363	2.7
PCC	0	0	-	20	24	21.3	0	0	-	0	0	-	20	24	21.3
ROYALTIES AND TAXES	1053	1093	3.8	44	24	-44.7	0	0	-	21	22	3.8	1118	1139	1.9
TOT.REV. AFTER RYLTIES	2301	2689	16.9	598	589	-1.5	96	102	6.5	120	112	-6.9	3115	3492	12.1
INTEREST EXPENSES	26	31	17.4	0	0	-18.2	13	11	-12.3	0	1	-	39	43	10.9
OPERATING COSTS	613	636	3.7	6	7	25.9	63	72	14.1	30	28	-6.9	711	743	4.4
E&D CHARGED TO OPER.	272	204	-25.2	0	0	-	3	3	16.0	16	1	-91.1	291	209	-28.4
DEPRECIATION	96	108	12.2	2	2	-29.7	5	3	-36.7	4	5	23.5	108	118	9.7
DEPLETION	41	61	47.6	0	0	-	0	0	-	17	20	15.7	58	81	38.3
WRITE-OFFS, AMORT.	111	73	-34.7	0	0	-	4	2	-45.9	9	15	55.8	124	89	-28.2
NON-CASH CHARGES & EDP	521	445	-14.5	2	2	-29.7	11	8	-26.5	47	41	-11.8	581	496	-14.6
OTHER EXPENSES	57	66	16.3	578	582	0.7	2	3	41.1	0	-5	-	637	646	1.5
INCOME BEFORE TAXES	1084	1512	39.5	12	-2	-113.8	7	8	17.1	43	46	5.3	1146	1564	36.4
CURRENT INCOME TAX	558	715	28.1	0	-0	-322.4	-18	-19	-88.2	28	14	-32.9	569	709	24.7
INC.AFT.CURR.INC.TAX	525	797	51.6	12	-1	-118.8	17	27	59.4	23	32	38.8	577	854	48.0
DEFERRED INCOME TAX	119	178	55.3	0	-0	-	6	20	243.6	4	0	-91.5	124	198	58.8
NET INCOME AFTER TAXES	411	619	50.6	12	-1	-109.8	11	7	-34.5	19	32	67.9	453	657	45.0
CASH FLOW	1047	1242	18.7	14	0	-97.9	28	35	24.8	70	73	4.9	1159	1351	16.6
CANADIAN CONTROLLED SENIOR															
TOTAL REVENUES	6153	6697	8.8	4843	5585	22.9	1348	996	-23.4	496	648	30.6	12495	13928	11.4
PORT & HBOLT & IORT	513	524	2.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	513	524	2.3
PCC	0	0	-	397	376	-5.4	0	0	-	0	0	-	397	376	-5.4
ROYALTIES AND TAXES	1404	1484	5.7	316	449	42.2	0	0	-78.9	19	16	-16.3	1739	1949	12.1
TOT.REV. AFTER RYLTIES	4239	4689	10.6	3830	4759	24.3	1388	996	-23.4	477	632	32.5	9846	11076	12.5
INTEREST EXPENSES	882	739	-16.1	98	78	-13.6	411	327	-20.4	67	46	-31.7	1458	1190	-17.9
OPERATING COSTS	1852	1123	6.8	2593	3782	45.9	538	401	-25.5	208	137	-34.2	4398	5443	24.8
E&D CHARGED TO OPER.	14	14	-0.2	0	0	-	1	0	-73.1	0	0	-	14	14	-2.9
DEPRECIATION	172	251	46.0	126	213	68.6	91	97	7.5	39	28	-28.4	428	589	37.8
DEPLETION	437	605	38.6	0	0	-	0	4	-	114	111	-2.1	551	721	30.9
WRITE-OFFS, AMORT.	58	607	-	19	6	-69.9	-69	544	-	394	134	-66.0	403	1291	220.8
NON-CASH CHARGES & EDP	681	1478	117.1	146	219	50.2	22	646	-	547	273	-50.0	1395	2615	87.4
OTHER EXPENSES	316	273	-13.6	948	787	-16.2	577	275	-52.4	75	386	-	1907	1720	-9.8
INCOME BEFORE TAXES	1389	1076	-17.8	62	-186	-272.7	-248	-653	-163.0	-428	-209	50.2	783	188	-84.7
CURRENT INCOME TAX	212	355	67.4	50	10	-80.7	-20	-23	-11.1	24	22	-8.2	266	364	37.0
INC.AFT.CURR.INC.TAX	1897	721	-34.3	12	-116	-	-228	-630	-176.6	-444	-231	47.9	437	-256	-158.4
DEFERRED INCOME TAX	478	560	17.1	2	-67	-	-24	-74	-213.8	-98	3	103.7	367	423	15.3
NET INCOME AFTER TAXES	619	161	-74.0	10	-49	-	-204	-556	-172.3	-354	-235	33.7	71	-679	-
CASH FLOW	1778	2199	23.7	157	103	-34.8	-206	15	107.5	103	42	-59.3	1832	2359	28.7

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	1023	1207	18.0	24	14	-43.3	25	23	-7.2	46	37	-19.5	1118	1281	14.5
PORT & HOOLY & IGRT	87	92	6.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	87	92	6.0
PCC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
ROYALTIES AND TAXES	264	276	4.6	4	0	-21.1	0	0	-	1	0	-90.2	265	276	4.2
TOT.REV. AFTER RYLTIES	673	839	24.7	24	14	-43.4	25	23	-7.2	45	37	-17.7	766	913	19.1
INTEREST EXPENSES	186	163	-13.1	0	0	100.0	2	3	79.3	28	17	-16.2	218	183	-12.9
OPERATING COSTS	162	191	18.2	3	3	18.1	7	7	-2.7	16	17	3.1	187	217	16.0
E&D CHARGED TO OPER.	72	32	-55.8	0	0	275.0	0	0	-	0	1	-	72	33	-54.8
DEPRECIATION	19	25	31.6	1	1	5.1	2	1	-27.3	14	12	-15.4	36	39	9.1
DEPLETION	75	93	24.9	0	0	-	0	0	-	2	2	1.7	77	95	24.4
WRITE-OFFS, AMORT.	36	31	-13.4	0	0	-	0	7	-	36	20	-44.6	72	58	-19.4
NON-CASH CHARGES & EDP	202	181	-10.2	1	1	4.3	2	8	366.2	32	35	33.3	257	225	-12.3
OTHER EXPENSES	84	68	-30.0	18	5	-72.3	13	11	-17.5	4	1	-74.1	121	77	-36.5
INCOME BEFORE TAXES	35	243	-	2	5	112.8	2	-5	-337.9	-48	-32	32.2	-8	211	-
CURRENT INCOME TAX	7	26	264.8	-0	2	-	-0	0	-	0	-0	-	7	28	321.2
INC.APT.CURR.INC.TAX	28	217	-	3	3	1.8	2	-5	-344.9	-48	-32	32.2	-15	183	-
DEFERRED INCOME TAX	48	189	173.6	0	0	-	0	1	-	0	0	-100.0	48	110	175.9
NET INCOME AFTER TAXES	-12	188	-	3	3	-6.8	2	-6	-	-48	-32	32.3	-55	72	231.2
CASH FLOW	230	396	73.5	4	4	2.4	4	3	-28.7	4	2	-45.5	242	486	68.8
CANADIAN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	1890	2254	19.2	137	194	41.9	647	532	-17.8	825	689	-16.5	3499	3669	4.9
PORT & HOOLY & IGRT	155	171	10.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	155	171	10.6
PCC	0	0	-	2	3	41.2	0	0	-	0	0	-	2	3	41.2
ROYALTIES AND TAXES	499	585	17.1	12	9	-24.9	0	0	-	119	13	-89.4	630	606	-3.8
TOT.REV. AFTER RYLTIES	1236	1498	21.2	123	182	48.5	647	532	-17.8	706	676	-4.2	2712	2888	6.5
INTEREST EXPENSES	416	422	1.5	7	16	135.9	77	61	-20.8	63	62	-1.7	562	561	-0.2
OPERATING COSTS	257	305	18.7	13	31	140.7	353	153	-56.9	225	186	-17.4	849	675	-20.5
E&D CHARGED TO OPER.	30	35	14.9	0	0	-	9	10	12.4	8	12	55.3	47	57	21.3
DEPRECIATION	69	103	49.6	9	13	51.8	37	36	-2.6	87	69	-21.1	202	221	9.5
DEPLETION	190	225	18.2	0	0	-	3	0	-89.8	88	102	16.7	280	328	16.8
WRITE-OFFS, AMORT.	22	94	332.3	1	0	-100.0	-7	-0	93.7	83	72	-13.2	100	166	67.2
NON-CASH CHARGES & EDP	311	457	46.9	10	13	35.1	42	46	10.1	266	256	-3.9	629	772	22.6
OTHER EXPENSES	75	98	30.8	74	112	52.5	203	254	25.0	69	75	8.8	421	539	28.2
INCOME BEFORE TAXES	177	215	21.5	28	10	-58.8	-29	18	163.2	83	98	17.6	251	341	35.8
CURRENT INCOME TAX	-35	-66	-86.8	1	2	84.7	8	-4	-147.6	87	78	-10.8	61	10	-82.7
INC.APT.CURR.INC.TAX	212	281	32.2	18	7	-59.6	-37	22	159.9	-4	21	-	191	331	73.5
DEFERRED INCOME TAX	114	167	46.9	1	3	158.7	-8	12	244.7	28	50	182.3	136	232	83.8
NET INCOME AFTER TAXES	99	114	15.4	17	4	-75.8	-28	10	134.7	-23	-29	-25.0	65	99	53.2
CASH FLOW	523	738	41.0	26	21	-24.7	5	68	-	263	276	5.2	819	1103	34.6

Appendix C-J

SCHEDULE 2

SOURCES AND USES OF FUNDS

	1982 ($ MILLIONS) TOTAL INDUSTRY	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS) INTEGRATED COMPANIES	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS) FOREIGN CONTROLLED SENIOR	1983	CHANGE (%)
CASH GENERATED BY OPERATION	7302	8504	16.5	3250	3284	1.1	1159	1351	16.6
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	3679	1884	-48.8	908	392	-56.8	55	146	166.4
ISSUE OF SHARES	3288	2199	-31.4	15	513	-	8	198	-
GRANTS (PIP & OTHERS)	1464	1627	11.1	119	117	-1.6	90	93	4.7
ALL OTHER SOURCES	3122	2833	-9.3	759	348	-55.2	350	182	-48.2
WORKING CAPITAL DECREASE	4327	1299	-70.0	396	208	-47.3	39	83	111.8
TOTAL SOURCES OF FUNDS	23182	18347	-20.6	5446	4855	-10.9	1661	2012	21.1
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	10559	9477	-10.2	4028	3336	-17.2	768	859	11.9
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	586	318	-45.8	8	7	-	10	3	-67.7
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	568	447	-21.4	23	1	-96.3	51	14	-73.2
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	1154	764	-33.8	23	8	-66.1	61	17	-72.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	11713	10241	-12.6	4051	3344	-17.5	829	876	5.7
DIVIDENDS	1113	1232	10.7	640	622	-2.7	61	112	82.8
REDUCTION OF EQUITY	697	243	-65.2	245	8	-99.9	126	1	-99.4
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	1809	1475	-18.5	884	622	-29.6	187	113	-39.7
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	3611	1633	-54.8	5	81	-	54	116	113.5
ALL OTHER APPLICATIONS	4718	3093	-34.4	288	337	62.2	256	569	122.5
WORKING CAPITAL INCREASE	1258	1903	52.3	297	471	58.6	335	338	0.9
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	23182	18347	-20.6	5446	4855	-10.9	1661	2012	21.1

	1982 ($ MILLIONS) CANADIAN CONTROLLED SENIOR	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS) FOREIGN CONTROLLED JUNIOR	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS) CANADIAN CONTROLLED JUNIOR	1983	CHANGE (%)
CASH GENERATED BY OPERATION	1832	2359	28.7	242	408	68.8	819	1103	34.6
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	327	255	-22.0	789	347	-56.1	1681	744	-55.5
ISSUE OF SHARES	2421	877	-63.8	66	51	-23.4	698	861	-19.6
GRANTS (PIP & OTHERS)	1052	1183	12.4	11	18	66.6	232	287	18.8
ALL OTHER SOURCES	1278	1568	23.4	191	261	36.7	951	483	-12.5
WORKING CAPITAL DECREASE	3510	542	-84.6	134	67	-50.4	248	399	60.8
TOTAL SOURCES OF FUNDS	10413	6784	-34.9	1432	1150	-19.7	4149	3846	-14.5
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	3800	3486	-8.3	501	403	-19.6	1461	1393	-4.7
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	170	119	-30.0	24	6	-73.7	382	182	-52.3
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	143	42	-70.4	6	0	-99.4	346	390	12.8
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	312	161	-48.5	30	6	-78.9	728	572	-21.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4112	3647	-11.3	532	409	-23.0	2189	1965	-10.2
DIVIDENDS	321	404	25.9	21	20	-6.6	70	74	6.2
REDUCTION OF EQUITY	168	0	-99.8	128	233	81.8	38	9	-78.9
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	489	404	-17.4	149	252	69.3	108	83	-16.9
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	3264	861	-73.6	16	18	12.5	272	558	105.3
ALL OTHER APPLICATIONS	2319	1513	-34.7	678	195	-71.2	1258	481	-61.8
WORKING CAPITAL INCREASE	229	359	56.8	58	275	376.8	331	460	39.0
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	10413	6784	-34.9	1432	1150	-19.7	4149	3846	-14.5

SCHEDULE 3

UPSTREAM CANADIAN CAPITAL EXPENDITURES BY LOCATION

	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
	TOTAL CANADIAN			PROVINCES			CANADA LANDS		
TOTAL INDUSTRY									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	1101	1180	7.2	927	1068	13.3	174	130	-25.5
EXPLORATION-DRILLING	2588	3043	21.7	1059	1015	-4.1	1441	2028	40.8
TOTAL EXPLORATION	3681	4223	17.3	1986	2066	4.8	1615	2158	33.6
DEVELOPMENT DRILLING	979	938	-4.1	941	882	-6.2	38	56	47.5
PRODUCTION	1502	1027	-31.6	1357	856	-36.9	145	171	17.9
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	384	427	11.0	384	427	11.0	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	6466	6615	2.3	4668	4230	-9.4	1798	2385	32.6
FOREIGN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	514	597	16.1	459	559	21.8	55	38	-30.9
EXPLORATION-DRILLING	845	873	3.3	470	368	-21.8	375	505	34.6
TOTAL EXPLORATION	1360	1471	8.1	930	927	-0.3	430	544	26.4
DEVELOPMENT DRILLING	495	488	-1.2	368	350	-4.7	37	49	34.2
PRODUCTION	849	590	-30.5	788	419	-46.7	142	171	20.5
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	299	329	10.2	299	329	10.2	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	2912	2798	-4.2	2385	2026	-12.1	609	764	25.5
CANADIAN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	587	583	-0.7	468	491	5.0	119	92	-23.0
EXPLORATION-DRILLING	1654	2170	31.2	588	647	10.0	1066	1522	42.8
TOTAL EXPLORATION	2241	2753	22.8	1056	1139	7.8	1185	1614	36.2
DEVELOPMENT DRILLING	574	539	-6.2	573	532	-7.2	1	7	-
PRODUCTION	653	437	-33.1	649	436	-32.8	3	0	-86.9
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	86	98	13.8	86	98	13.8	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	3554	3825	7.6	2364	2284	-6.8	1198	1621	36.2

Appendix C-5

SCHEDULE 4

CAPITAL EXPENDITURES BY ACTIVITY

	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)	1982 ($ MILLIONS)	1983	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
EXPLORATION	3601	4223	17.3	801	838	4.7	395	447	13.3
DEVELOPMENT	979	938	-4.1	172	176	2.5	87	97	12.6
PRODUCTION	1382	1027	-31.6	471	371	-21.2	237	143	-39.7
OIL SANDS	384	427	11.8	265	291	9.6	20	37	82.8
TOTAL UPSTREAM	6468	6618	2.3	1709	1676	-1.9	738	723	-2.0
TOTAL DOWNSTREAM	2486	1746	-29.7	1840	1335	-27.5	3	2	-41.0
URANIUM	11	12	10.6	3	4	41.8	1	1	-16.6
COAL	152	173	14.4	102	48	-53.1	9	119	-
ALL OTHERS	1443	928	-35.7	375	273	-27.1	18	14	-20.4
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	10559	9477	-10.2	4028	3336	-17.2	768	859	11.9
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	1154	764	-33.8	23	8	-66.1	61	17	-72.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	11713	10241	-12.6	4051	3344	-17.5	829	876	5.7
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
EXPLORATION	1777	2189	23.2	165	185	12.7	464	564	21.5
DEVELOPMENT	329	306	-7.1	146	126	-13.4	245	232	-5.1
PRODUCTION	457	311	-32.0	142	76	-46.2	196	126	-35.8
OIL SANDS	86	95	10.8	13	2	-88.0	0	3	-
TOTAL UPSTREAM	2649	2900	9.5	466	392	-16.1	905	925	2.2
TOTAL DOWNSTREAM	442	228	-48.4	0	0	-	201	182	-9.3
URANIUM	0	0	-100.0	5	7	42.1	2	1	-76.1
COAL	41	6	-84.6	0	0	-	0	0	-100.0
ALL OTHERS	668	351	-47.5	29	4	-86.2	353	285	-19.2
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	3800	3486	-8.3	501	403	-19.6	1461	1393	-4.7
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	312	161	-48.5	30	6	-78.9	728	572	-21.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4112	3647	-11.3	532	409	-23.0	2189	1965	-10.2

SCHEDULE 5

BALANCE SHEET

	1982 ($ MILLIONS)	1983 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
TOTAL INDUSTRY			
INVENTORIES	6953	6349	-8.7
ACCOUNTS RECEIVABLE	9222	9069	-1.7
OTHER CURRENT ASSETS	3881	5170	33.2
TOTAL CURRENT ASSETS	20055	20588	2.7
NET FIXED ASSETS	54476	57104	4.8
OTHER LONG-TERM ASSETS	6347	6399	0.8
TOTAL ASSETS	80878	84091	4.0
ACCOUNTS PAYABLE	8490	8724	2.8
OTHER CURRENT LIABILITIES	6641	6582	-0.9
TOTAL CURRENT LIABILITIES	15131	15306	1.2
LONG-TERM DEBT	18887	19118	1.2
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	2864	2497	21.8
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	8871	10059	13.4
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	5333	4940	-7.4
EQUITY	30592	32171	5.2
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	80878	84091	4.0
WORKING CAPITAL	4925	5282	7.3
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	14182	16422	15.8
CANADIAN CONTROLLED SENIOR			
INVENTORIES	2051	1746	-14.9
ACCOUNTS RECEIVABLE	3084	2734	-9.0
OTHER CURRENT ASSETS	626	1205	92.4
TOTAL CURRENT ASSETS	5682	5684	0.0
NET FIXED ASSETS	23670	23780	0.5
OTHER LONG-TERM ASSETS	3141	2965	-5.6
TOTAL ASSETS	32493	32429	-0.2
ACCOUNTS PAYABLE	3069	3349	9.1
OTHER CURRENT LIABILITIES	4074	3981	-2.3
TOTAL CURRENT LIABILITIES	7143	7330	2.6
LONG-TERM DEBT	7482	6878	-8.1
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	597	696	16.5
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	3052	3509	15.0
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	4311	4217	-2.2
EQUITY	9907	9799	-1.1
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	32493	32429	-0.2
WORKING CAPITAL	-1461	-1645	12.6
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	3795	4766	25.6

	1982 ($ MILLIONS)	1983 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
INTEGRATED COMPANIES			
INVENTORIES	4421	4157	-6.0
ACCOUNTS RECEIVABLE	3703	3865	4.4
OTHER CURRENT ASSETS	2061	2351	14.0
TOTAL CURRENT ASSETS	10185	10373	1.8
NET FIXED ASSETS	13824	14977	8.3
OTHER LONG-TERM ASSETS	1495	1785	19.4
TOTAL ASSETS	25504	27135	6.4
ACCOUNTS PAYABLE	3841	3803	-1.0
OTHER CURRENT LIABILITIES	1062	1256	18.2
TOTAL CURRENT LIABILITIES	4903	5059	3.2
LONG-TERM DEBT	3282	3612	10.0
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	592	677	14.3
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	3553	3800	7.0
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	144	192	33.4
EQUITY	13030	13796	5.9
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	25504	27135	6.4
WORKING CAPITAL	5282	5314	0.6
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	6288	6694	6.6
FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			
INVENTORIES	38	36	-4.4
ACCOUNTS RECEIVABLE	275	314	13.9
OTHER CURRENT ASSETS	113	125	10.8
TOTAL CURRENT ASSETS	427	475	11.2
NET FIXED ASSETS	3202	3322	3.8
OTHER LONG-TERM ASSETS	266	311	17.2
TOTAL ASSETS	3895	4109	5.5
ACCOUNTS PAYABLE	221	220	-0.3
OTHER CURRENT LIABILITIES	419	258	-38.3
TOTAL CURRENT LIABILITIES	640	479	-25.2
LONG-TERM DEBT	1915	2244	17.2
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	109	140	28.6
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	275	382	38.7
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	121	166	37.0
EQUITY	835	698	-16.4
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	3895	4189	5.5
WORKING CAPITAL	-213	-4	-98.2
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	656	848	29.4

	1982 ($ MILLIONS)	1983 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED SENIOR			
INVENTORIES	269	280	4.3
ACCOUNTS RECEIVABLE	1338	1315	-1.8
OTHER CURRENT ASSETS	479	721	50.4
TOTAL CURRENT ASSETS	2086	2316	11.0
NET FIXED ASSETS	3719	3951	6.2
OTHER LONG-TERM ASSETS	306	419	37.0
TOTAL ASSETS	6111	6686	9.4
ACCOUNTS PAYABLE	569	636	11.9
OTHER CURRENT LIABILITIES	412	332	-19.3
TOTAL CURRENT LIABILITIES	981	969	-1.2
LONG-TERM DEBT	217	175	-19.3
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	399	513	28.4
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	945	1124	19.0
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	440	83	-81.2
EQUITY	3129	3823	22.2
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	6111	6686	9.4
WORKING CAPITAL	1106	1347	21.8
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	1813	1911	5.4
CANADIAN CONTROLLED JUNIOR			
INVENTORIES	175	130	-25.5
ACCOUNTS RECEIVABLE	900	842	-6.5
OTHER CURRENT ASSETS	600	768	28.0
TOTAL CURRENT ASSETS	1676	1740	3.9
NET FIXED ASSETS	10060	11074	10.1
OTHER LONG-TERM ASSETS	1139	918	-19.3
TOTAL ASSETS	12875	13732	6.7
ACCOUNTS PAYABLE	790	716	-9.4
OTHER CURRENT LIABILITIES	674	754	11.9
TOTAL CURRENT LIABILITIES	1464	1478	0.4
LONG-TERM DEBT	5991	6209	3.6
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	366	472	29.0
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	1047	1244	18.8
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	316	282	-10.7
EQUITY	3691	4055	9.9
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	12875	13732	6.7
WORKING CAPITAL	211	270	27.8
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	1639	2203	34.4

SCHEDULE 6

VOLUME AND VALUE OF PRODUCTION

- - - - - - - - - - - - - - - BY PROVINCES - - - - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	1633.1	11337.7	9999.9	21.4	594.5	9999.9	386.2	3640.9	9999.9
CONV. CRUDE - OTHER	50997.4	41656.8	-18.3	1896.7	1337.8	-29.5	6291.4	4168.6	-33.7
CONVENTIONAL CRUDE OIL	52630.2	52994.5	0.7	1918.1	1932.3	0.7	6677.6	7809.6	17.0
OIL SANDS	7568.7	10263.8	35.6	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	52193.5	48661.4	-6.8	5426.5	5157.1	-5.0	506.5	871.6	72.1
GAS PLANT LIQUIDS	11188.4	11414.6	2.0	143.9	192.4	33.7	4.5	3.5	-22.3
TOTAL - VOLUME	123580.9	123334.2	-0.2	7488.5	7281.9	-2.8	7188.6	8699.0	21.0
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	401.8	2608.2	9999.9	5.3	125.7	9999.9	84.4	674.7	9999.9
CONV. CRUDE - OTHER	8002.8	7814.0	-2.4	293.4	243.8	-16.9	931.7	749.3	-19.6
CONVENTIONAL CRUDE OIL	8404.6	10422.2	24.0	298.7	369.5	23.7	1016.1	1424.0	40.1
OIL SANDS	1915.2	2525.5	31.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	5355.8	5043.1	-5.8	474.5	391.0	-17.6	23.0	40.2	75.1
GAS PLANT LIQUIDS	1451.9	1761.0	21.3	15.6	23.0	47.3	0.7	0.5	-28.9
TOTAL - VALUE	17127.4	19751.7	15.3	788.8	783.4	-0.7	1039.8	1467.5	41.1

- - - - - - - - - - - - - - - BY COMPANY GROUPS - - - - - - - - - - - - - - -

	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	2061.7	15639.7	9999.9	335.7	3932.5	9999.9	302.4	2444.6	9999.9
CONV. CRUDE - OTHER	59772.8	47796.1	-20.2	26946.1	23015.0	-14.6	11671.3	9537.7	-18.3
CONVENTIONAL CRUDE OIL	61834.4	63345.8	2.4	27281.8	26947.5	-1.2	11973.9	12002.3	0.2
OIL SANDS	7570.0	10278.1	35.8	4621.7	6013.5	30.1	660.0	842.0	27.6
MARKETABLE NATURAL GAS	58451.0	54976.1	-5.9	15597.8	14557.8	-6.7	10141.0	9170.5	-9.6
GAS PLANT LIQUIDS	13264.0	12465.6	-6.0	3601.6	5296.2	-5.4	1833.2	1835.4	0.1
TOTAL - VOLUME	141120.2	141065.6	-0.0	53102.2	52814.9	-0.5	24608.1	23850.2	-3.1
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	496.4	3423.7	9999.9	88.5	949.6	9999.9	72.2	537.7	9999.9
CONV. CRUDE - OTHER	9302.8	8897.5	-4.4	4236.7	4337.3	2.4	1817.5	1758.5	-3.2
CONVENTIONAL CRUDE OIL	9799.3	12321.2	25.7	4325.2	5286.9	22.3	1889.7	2296.2	21.5
OIL SANDS	1915.2	2528.2	32.0	1110.8	1447.0	30.3	185.6	215.8	16.2
MARKETABLE NATURAL GAS	5885.7	5506.3	-6.4	1627.7	1485.5	-8.7	1005.8	927.1	-7.8
GAS PLANT LIQUIDS	1713.9	1894.5	10.5	727.6	857.2	17.8	227.3	287.9	26.6
TOTAL - VALUE	19314.0	22250.2	15.2	7791.3	9076.5	16.5	3308.5	3727.0	12.7

	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONV. CRUDE - NORP	704.8	5370.3	9999.9	233.5	1574.4	9999.9	485.0	2297.8	373.7
CONV. CRUDE - OTHER	14357.8	10354.1	-27.9	2972.9	1817.8	-38.9	3824.7	2981.5	-22.0
CONVENTIONAL CRUDE OIL	15062.6	15724.4	4.4	3206.4	3392.2	5.8	4309.8	5279.3	22.5
OIL SANDS	2225.0	3377.3	51.8	16.0	4.3	-73.1	47.3	41.0	-13.3
MARKETABLE NATURAL GAS	18969.8	17183.2	-9.5	3738.5	3834.1	2.6	9984.0	10230.5	2.5
GAS PLANT LIQUIDS	4925.3	4626.2	-6.1	369.7	306.2	-17.2	535.7	401.7	-25.0
TOTAL - VOLUME	41202.7	40911.1	-0.7	7330.5	7536.8	2.8	14876.7	15952.6	7.2
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	167.9	1116.5	9999.9	58.4	343.0	9999.9	109.5	476.9	335.6
CONV. CRUDE - OTHER	2194.7	1910.8	-12.9	459.8	344.2	-25.1	594.2	546.7	-8.0
CONVENTIONAL CRUDE OIL	2362.6	3027.3	28.1	518.2	687.2	32.6	703.7	1023.5	45.5
OIL SANDS	606.7	854.1	40.8	4.0	1.1	-73.8	8.0	10.3	28.9
MARKETABLE NATURAL GAS	1910.4	1715.7	-10.2	379.9	370.3	-2.5	961.9	1007.7	4.8
GAS PLANT LIQUIDS	636.4	633.6	-0.4	49.2	49.7	1.0	73.3	66.1	-9.7
TOTAL - VALUE	5516.0	6230.7	13.0	951.4	1108.3	16.5	1746.8	2107.7	20.7

SCHEDULE 7

UPSTREAM OPERATING COSTS AND ROYALTIES

BY PROVINCES

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
	($ THOUSANDS)		(%)	($ THOUSANDS)		(%)	($ THOUSANDS)		(%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	1242270.0	1274894.0	2.6	72485.0	64917.0	-10.4	168855.0	211747.0	25.4
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	321582.0	327340.0	1.8	11972.0	9265.0	-22.6	6736.0	7389.0	9.7
OIL SANDS	955438.0	986858.0	3.3	0.0	0.0	0.0	774.0	1327.0	71.4
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	113218.0	107625.0	-4.9	9560.0	6887.0	-28.0	16434.0	18270.0	11.2
OPERATING OVERHEAD	567928.0	577445.0	1.7	17600.0	16885.0	-4.1	57317.0	52608.0	-8.2
TOTAL OPERATING COST	3200436.0	3274162.0	2.3	111617.0	97954.0	-12.2	250116.0	291341.0	16.5
FEDERAL CROWN ROYALTIES	17826.0	13956.0	-21.7	505.0	522.0	3.4	278.0	261.0	-6.1
PROV. ROYALT. & TAXES - GROSS	N/A	4652803.0	N/A	N/A	196955.0	N/A	N/A	410934.0	N/A
PROV. ROYALT. & TAXES - NET	4238152.0	4514832.0	6.5	247787.0	196918.0	-20.5	324396.0	393668.0	21.4
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	708092.0	849753.0	20.0	11373.0	10830.0	-4.8	38517.0	68854.0	78.8
TOTAL ROYALTIES	4964070.0	5441067.0	9.6	259665.0	208307.0	-19.8	363191.0	473245.0	30.3

BY COMPANY GROUPS

	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
	($ THOUSANDS)		(%)	($ THOUSANDS)		(%)	($ THOUSANDS)		(%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	1503978.0	1576417.0	4.8	384092.0	414108.0	7.8	303647.0	334347.0	10.1
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	358155.0	364631.0	1.8	177395.0	155240.0	-12.5	69317.0	69877.0	0.8
OIL SANDS	956212.0	988185.0	3.3	524374.0	486055.0	-7.3	107238.0	105098.0	-2.0
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	142008.0	133590.0	-5.9	62174.0	46234.0	-25.6	17054.0	20255.0	18.8
OPERATING OVERHEAD	654810.0	659785.0	0.8	368019.0	360757.0	-2.0	118798.0	107293.0	-9.7
TOTAL OPERATING COST	3615163.0	3722608.0	3.0	1516054.0	1462394.0	-3.5	616054.0	636870.0	3.4
FEDERAL CROWN ROYALTIES	21001.0	16812.0	-19.9	715.0	1492.0	108.7	1850.0	1384.0	-25.2
PROV. ROYALT. & TAXES - GROSS	N/A	5275332.0	N/A	N/A	2191812.0	N/A	N/A	1005049.0	N/A
PROV. ROYALT. & TAXES - NET	4818596.0	5120058.0	6.3	1984557.0	2117094.0	6.7	988864.0	997908.0	0.9
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	767117.0	941043.0	22.7	401885.0	521982.0	29.9	62314.0	93904.0	50.7
TOTAL ROYALTIES	5606714.0	6150938.0	9.7	2387157.0	2672666.0	12.0	1053028.0	1100337.0	4.5

	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE	1982	1983	CHANGE
	($ THOUSANDS)		(%)	($ THOUSANDS)		(%)	($ THOUSANDS)		(%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	522256.0	494764.0	-5.3	120175.0	116028.0	-3.5	173808.0	217170.0	24.9
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	70147.0	92893.0	32.4	10527.0	11276.0	7.1	30769.0	35345.0	14.9
OIL SANDS	310601.0	390273.0	25.6	9987.0	1985.0	-80.1	3812.0	4774.0	25.2
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	46783.0	39563.0	-15.4	6956.0	19189.0	175.9	9041.0	8349.0	-7.7
OPERATING OVERHEAD	108961.0	107574.0	-1.3	19280.0	44360.0	130.2	39752.0	39781.0	0.1
TOTAL OPERATING COST	1058948.0	1125067.0	6.2	166925.0	192058.0	15.5	257182.0	305419.0	18.8
FEDERAL CROWN ROYALTIES	173.0	183.0	5.8	12818.0	4470.0	-63.6	5445.0	9083.0	66.8
PROV. ROYALT. & TAXES - GROSS	N/A	1349461.0	N/A	N/A	241405.0	N/A	N/A	487605.0	N/A
PROV. ROYALT. & TAXES - NET	1256204.0	1330981.0	5.8	193373.0	221285.0	14.4	393598.0	452790.0	15.0
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	145468.0	152549.0	4.9	57430.0	49876.0	-13.2	100020.0	122732.0	22.7
TOTAL ROYALTIES	1403845.0	1483713.0	5.7	263621.0	284476.0	8.0	499063.0	609546.0	22.1

SCHEDULE 8

INCOME AND EXPENSE STATEMENT: 1979-1983

	UPSTREAM						DOWNSTREAM					
	1979	1980	1981	1982	1983	GROWTH RATE	1979	1980	1981	1982	1983	GROWTH RATE
	($ MILLIONS)						($ MILLIONS)					
TOTAL REVENUES	12658	16128	16723	20636	23298	16.4	18638	23549	29001	28898	29125	11.8
PGRT & MGGLT & IORT	0	0	963	1926	1997	-	0	0	0	0	0	-
PCC	0	0	0	0	0	-	0	862	4237	3586	2314	-
ROYALTIES	3923	4929	4941	5526	5998	11.2	918	1813	1858	1943	2083	21.5
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	8735	11198	10818	13185	15264	15.0	17720	20874	22906	23369	24808	8.8
OPERATING, INTEREST & OTHER	2571	3461	4216	5650	5545	21.2	15692	17811	19976	22392	24468	11.7
E&D CHARGED TO OPER.	1008	1392	1445	1025	850	-4.2	0	0	1	0	0	-
DEPRECIATION	306	373	486	532	672	21.7	341	381	419	423	550	12.7
DEPLETION	474	582	520	782	1026	21.3	0	0	0	0	0	-
WRITE-OFFS, AMORT.	157	310	298	409	1048	60.4	-5	19	21	23	47	-
NON-CASH CHARGES & EDP	1946	2656	2742	2748	3587	16.5	337	400	441	446	598	15.4
INCOME BEFORE TAXES	4219	5082	3861	4787	6131	9.8	1692	2663	2490	531	-258	-
CURRENT INCOME TAX	1035	1037	1404	1849	2614	26.1	394	1031	845	-228	-427	-
INC. AFTER CURR. INC. TAX	3184	4045	2457	2938	3517	2.5	1298	1631	1645	759	169	-39.9
DEFERRED INCOME TAX	759	1147	796	1012	1151	11.0	309	159	256	394	231	-7.0
NET INCOME AFTER TAXES	2424	2898	1661	1926	2366	-0.6	989	1473	1389	366	-61	-
CASH FLOW	5129	6701	5198	5685	7104	8.5	1635	2032	2086	1205	767	-17.2
	OTHER AND FOREIGN OPERATIONS						TOTAL OPERATIONS					
TOTAL REVENUES	2316	2703	5054	3855	3640	12.0	33612	42379	50779	53389	56624	13.6
PGRT & MGGLT & IORT	0	0	0	0	0	-	0	0	963	1926	1997	-
PCC	0	0	0	0	0	-	0	862	4237	3586	2314	-
ROYALTIES	31	83	95	159	51	13.8	4871	6825	6894	7628	8052	13.4
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	2285	2621	4959	3696	3589	11.9	28740	34692	38684	40249	43661	11.0
OPERATING, INTEREST & OTHER	1654	1782	4153	3419	3112	17.1	19917	23054	28345	31461	33125	13.6
E&D CHARGED TO OPER.	88	110	208	97	63	-8.0	1096	1502	1655	1122	913	-4.5
DEPRECIATION	108	117	228	299	384	29.5	755	871	1133	1254	1526	19.2
DEPLETION	91	118	181	221	238	27.3	565	701	702	1003	1264	22.3
WRITE-OFFS, AMORT.	-25	-49	-52	407	750	-	127	279	238	839	1837	95.1
NON-CASH CHARGES & EDP	261	296	565	1024	1356	50.9	2544	3352	3747	4218	5540	21.5
INCOME BEFORE TAXES	369	542	241	-747	-879	-	6280	8286	6592	4571	4995	-5.6
CURRENT INCOME TAX	53	6	-68	-15	23	-19.1	1481	2074	2180	1606	2210	10.5
INC. AFTER CURR. INC. TAX	317	537	309	-733	-901	-	4799	6213	4412	2964	2785	-12.7
DEFERRED INCOME TAX	119	202	189	-133	-33	-	1187	1507	1241	1272	1349	3.2
NET INCOME AFTER TAXES	198	335	120	-599	-868	-	3612	4706	3170	1692	1437	-20.6
CASH FLOW	578	833	874	292	455	-5.8	7342	9565	8159	7182	8326	3.2

SCHEDULE 9

SOURCES AND USES OF FUNDS: 1979-1983

	1979	1980	1981	1982	1983	GROWTH RATE
			($ MILLIONS)			
CASH GENERATED BY OPERATIONS	7342	9565	8159	7182	8326	3.2
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	1784	2783	9494	3541	1733	-0.7
ISSUE OF SHARES	1011	1594	1930	3063	2163	20.9
GRANTS (PIP & OTHERS)	0	0	788	1444	1572	-
ALL OTHER SOURCES	1297	800	1304	3022	2749	20.7
WORKING CAPITAL DECREASE	1164	644	1142	4300	1243	1.7
TOTAL SOURCES OF FUNDS	12598	15345	22816	22554	17786	9.0
UPSTREAM CAPITAL EXPEND.	5077	6897	6707	6237	6409	6.0
DOWNSTREAM CAPITAL EXPEND.	519	755	1952	2484	1745	35.4
OTHER CDN. CAPITAL EXPEND.	469	752	1282	1564	1085	23.4
TOTAL CAPITAL EXP. IN CANADA	6064	8404	9941	10285	9239	11.1
CAPITAL EXPENDITURE IN U.S.A.	444	820	970	564	298	-9.5
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	270	344	744	562	446	13.4
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	714	1164	1714	1126	744	1.1
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	6777	9568	11655	11412	9983	10.2
DIVIDENDS	751	937	1120	1185	1228	13.1
REDUCTION OF EQUITY	209	160	334	679	108	-15.2
TOTAL DIVID. & EQUITY REDUCT.	960	1097	1455	1784	1336	8.6
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	539	618	708	3599	1638	48.3
ALL OTHER APPLICATIONS	2689	1609	6784	4556	2935	2.2
WORKING CAPITAL INCREASE	1833	2454	2214	1204	1894	0.8
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	12598	15345	22816	22554	17786	9.0

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER
CANADA

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE
EXAMEN DE L'ACTIVITÉ
1983

Des exemplaires sont disponibles, sur demande, à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

N° de cat. M 27-22/1983-3F

ISBN 0-662-52738-7

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

L'honorable Gerald Regan
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai le plaisir de vous soumettre le présent rapport qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en 1983.

Ce rapport a été préparé à partir des données fournies par les 110 sociétés les plus importantes qui ont touché environ 95 % de l'ensemble des recettes de l'industrie pétrolière. Dès lors, ces données devraient traduire assez fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures au Canada.

Par rapport au premier semestre de 1983 où, dans l'ensemble, l'industrie avait enregistré une augmentation des bénéfices, le deuxième semestre de cette même année a amené un fort revirement de la situation, surtout en raison de fortes réductions de la valeur de l'actif. Ces réductions exceptionnelles de la valeur de l'actif, surtout lorsqu'une ou quelques rares sociétés seulement sont en cause, ne permettent pas de faire une bonne comparaison à court terme des bénéfices nets, qui alors ne peuvent servir véritablement de mesure de rendement pour l'ensemble de l'industrie. Pour résoudre ce problème, les auteurs de ce rapport ont mis l'accent sur les ressources d'autofinancement (un instrument de mesure plus constant), de même que sur les bénéfices nets, pour évaluer les résultats et identifier les variations annuelles.

Vous trouverez pour la première fois dans le rapport une section qui décrit la structure du capital. Ce nouveau chapitre 7 comprend des données compilées au cours des quatre dernières années à partir des renseignements à votre disposition.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

Ralph L. Gillen
Le 5 juillet 1984

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 995-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 995-4444

L'EXAMEN DE L'ACTIVITÉ, 1983

TABLE DES MATIÈRES

	Page
RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS	1
1 - RENDEMENT FINANCIER	1-1
L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ	1-1
LE SECTEUR EN AMONT	1-6
LE SECTEUR EN AVAL	1-7
L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA	1-7
L'ACTIVITÉ Q L'ÉTRANGER	1-7
2 - SOURCES DES FONDS	2-1
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-2
SOURCES EXTERNES DE FONDS	2-3
3 - AFFECTATIONS DES FONDS	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
RATIO DES INVESTISSEMENTS	3-4
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	3-5
AUTRES AFFECTATIONS	3-6
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES	4-1
BÉNÉFICES NETS	4-1
DÉPENSES DE CAPITAL	4-2
5 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS	5-1
PART DE L'INDUSTRIE	5-3
PART DES PROVINCES	5-3
PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL	5-3
6 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE	6-1
7 - STRUCTURE DU CAPITAL, DE 1980 À 1983	7-1
CAPITAL UTILISÉ	7-1
DETTE À LONG TERME	7-2
AVOIR PROPRE	7-3
8 - ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	8-1
DÉPENSES DE R-D INTERNE	8-1
DÉPENSES DE R-D EXTERNE	8-2
9 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1979 À 1983	9-1
TENDANCES PRINCIPALES	9-2

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

			Page
Tableau	1	Aperçu de l'activité	1-2
Tableau	2	Rendement financier par secteur	1-5
Tableau	3	Résumé - Sources de fonds	2-1
Tableau	4	Ressources d'autofinancement par secteur et par type de sociétés	2-2
Tableau	5	Subventions du PESP, par région et par secteur	2-4
Tableau	6	Résumé - Affectations des fonds	3-1
Tableau	7	Dépenses de capital	3-2
Tableau	8	Comparaison des dépenses d'immobilisation - Industrie pétrolière et toutes les autres industries canadiennes	4-2
Tableau	9	Partage des recettes entre l'industrie et les gouvernements	5-2
Tableau	10	Participation et contrôle par pays et par secteur	6-2
Tableau	11	Structure du capital par secteur	7-1
Tableau	12	Dépenses de R-D externe au Canada et à l'étranger	8-2
Tableau	13	Résumé quinquennal de l'activité, de 1979 à 1983	9-1

Graphique	1	Bénéfices nets de l'ensemble de l'activité	1-3
Graphique	2	Comparaison des frais d'intérêt et du revenu avant impôt	1-4
Graphique	3	Dépenses d'exploration au Canada	3-3
Graphique	4	Ratio des investissements du secteur en amont	3-4
Graphique	5	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	3-5
Graphique	6	Comparaison des bénéfices nets - Industrie pétrolière et toutes les autres industries canadiennes	4-1
Graphique	7	Partage des recettes entre l'industrie et les gouvernements	5-1
Graphique	8	Participation et contrôle canadiens de l'industrie pétrolière	6-1
Graphique	9	Composition de la dette à long terme de l'industrie	7-2
Graphique	10	Composition de l'avoir propre de l'industrie	7-3
Graphique	11	Dépenses de R-D interne par activité	8-1

ANNEXES

		Page
A	GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS	A-1
B	TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES	
1	Comparaison des données de l'ASSP aux données globales de l'industrie pour 1983	B-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	B-2
3	Prix du pétrole brut canadien, 1979 à 1983	B-3
4	Modifications apportées aux redevances d'indemnisation pétrolière et autres redevances semblables	B-4
5	Bénéfices nets par secteur et par segment	B-5
6	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôt	B-6
7	Ventilation des subventions du PESP par région et type de dépenses	B-7
8	Puits achevés et mètres de forage au Canada	B-8
9	Dépenses de capital en amont - terres provinciales	B-9
10	Dépenses d'exploration au Canada, par région	B-10
11	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-11
12	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-12
13	Paiements de dividendes	B-13
14	Taux de rendement	B-14
15	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et par type d'activité	B-15
16	Capital utilisé, par élément de capital	B-16
C	ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN	
1	État des revenus et dépenses	C-1
2	Sources et affectations de fonds	C-5
3	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	C-6
4	Dépenses de capital par activité	C-7
5	Bilan	C-8
6	Volume et valeur de production	C-9
7	Coûts d'exploitation et redevances en amont	C-10
8	État des revenus et dépenses, 1979 à 1983	C-11
9	Sources et affectations des fonds, 1979 à 1983	

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS

RENDEMENT FINANCIER

L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

- Recettes et profits: Les recettes de l'industrie se sont accrues de 5 % pour se chiffrer à 56 milliards de dollars en 1983 par suite de la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel à la tête de puits et de l'augmentation de la production de pétrole classique et synthétique. Les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité ont diminué de 11 % pour passer à 1,5 milliard de dollars puisque l'augmentation des bénéfices nets enregistrée par la plupart des sociétés déclarantes a été plus qu' annulée par une réduction plus forte de la valeur de l'actif dans le cas d'une société sous contrôle canadien. Par contre, les bénéfices en espèces tirés de l'activité, soit les ressources d'autofinancement, ont augmenté de 16 % pour passer à 8,5 milliards de dollars. Cette augmentation est surtout attribuable à:

  ✔ Une augmentation de la production et une hausse des prix en amont du pétrole brut;

  ✔ Une baisse des frais d'intérêt en raison de la diminution des taux d'intérêt;

  ✔ Une baisse du taux des redevances provinciales, par rapport à 1982.

- Comparaison des résultats obtenus par les sociétés sous contrôle canadien à ceux des sociétés sous contrôle étranger: Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 35 % en raison de l'augmentation de 74 % ou de 920 millions de dollars des recettes enregistrées dans les activités en amont. Cette hausse des bénéfices a plus que compensé la baisse de 365 millions de dollars des bénéfices du secteur d'activité en aval.

  Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une perte de 580 millions de dollars en 1983 comparativement à un profit de 135 millions en 1982 en raison surtout de la réduction massive de la valeur de l'actif d'une des grandes sociétés sous contrôle canadien. N'eut été cette réduction, les bénéfices du secteur sous contrôle canadien seraient demeurés à peu près au niveau de 1982.

L'ACTIVITÉ EN AMONT

- Les recettes en amont se sont accrues de 13 % pour passer à 23,7 milliards de dollars par suite d'une hausse des prix à la tête de puits et d'une augmentation de la production de pétrole brut. Le revenu net en amont a augmenté de 24 % pour passer à 2,4 milliards de dollars en raison de l'augmentation des recettes, de la diminution des taux des redevances provinciales et de la suppression de la Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS). La baisse des frais d'intérêt et la diminution des dépenses d'exploration et de développement imputées au revenu ont également contribué à la hausse des bénéfices nets en amont. Les fortes réductions de la valeur de l'actif ont eu pour effet de réduire l'augmentation des bénéfices nets en 1983.

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ 1983

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

L'ACTIVITÉ EN AVAL

- Les recettes en aval ont très peu augmenté pour atteindre 29,3 milliards de dollars tandis que les bénéfices nets ont fortement diminué (440 millions de dollars par rapport à 1982) entraînant une perte nette de 60 millions en 1983. La baisse des prix des produits pétroliers attribuable à l'excédent des approvisionnements a resserré la marge des bénéfices nets. Plusieurs sociétés ont même enregistré des pertes de revenu en espèces au titre de leurs activités en aval.

SOURCES DES FONDS

Au total, les fonds à la disposition de l'industrie se sont chiffrés à 18,3 milliards de dollars en 1983 comparativement à 23,1 milliards de dollars en 1982.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 16 % pour passer à 8,5 milliards de dollars en 1983; cette augmentation est surtout attribuable à la hausse de 25 % des ressources d'autofinancement tirées de l'activité en amont. Cette hausse a donc plus que compensé une baisse de 0,4 milliard de dollars des ressources d'autofinancement tirées de l'activité en aval.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

- En 1983, les sources externes de fonds sont passées de 15,8 à 9,8 milliards de dollars en raison de la diminution des besoins financiers de l'industrie, imputable à un ralentissement des activités d'acquisition. La nouvelle dette à long terme a diminué de 49 % pour passer à 1,9 milliard de dollars tandis que les émissions d'actions ont chuté de 31 %, soit à 2,2 milliards de dollars.

- Subventions du PESP: Les sociétés déclarantes ont évalué les subventions reçues dans le cadre du PESP à 1,5 milliard de dollars, soit une augmentation de 17 % par rapport à 1982. Plus de 90 % de ces subventions sont allées à des sociétés sous contrôle canadien.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

AFFECTATIONS DES FONDS

DÉPENSES DE CAPITAL

- Total des dépenses de capital: Les dépenses totales de 1983 se sont établies à 10,2 milliards de dollars, soit une diminution de 13 % par rapport à 1982. L'augmentation des dépenses du secteur en amont, la première enregistrée depuis 1980, a été plus que compensée par la baisse des dépenses du secteur en aval et la diminution de celles engagées à l'étranger.

- Dépenses d'exploration au Canada: Les dépenses d'exploration qui se sont accrues de 17 % par rapport à 1982 ont atteint 4,2 milliards de dollars, pour ainsi dépasser le sommet enregistré en 1980. Les dépenses ont augmenté de 4 % dans les terres provinciales et de 34 % dans les Terres du Canada. Les dépenses des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 8 % en 1983, tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 23 %.

- Dépenses en aval: Les dépenses en aval ont chuté de 30 % pour s'établir à 1,7 milliard de dollars surtout par suite de la diminution de la demande de produits raffinés qui n'a pas incité les sociétés à entreprendre de nouveaux projets à la fin de ceux qui étaient déjà en cours.

RATIO DES INVESTIVESSEMENTS

- Les dépenses de capital du secteur en amont en 1983 ont absorbé 69 % des ressources d'autofinancement de l'activité en amont, comparativement à 86 % en 1982, puisque les ressources d'autofinancement ont augmenté plus rapidement que les dépenses dans le secteur en amont. Le taux de réinvestissement a été plus élevé chez les sociétés sous contrôle canadien (81 %) que chez celles sous contrôle étranger (60 %).

DIVIDENDES

- Les dividendes ont augmenté de 11 % pour passer à 1,2 milliard de dollars. Alors que les paiements de dividendes effectués par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 4 %, ceux des sociétés sous contrôle canadien se sont accrus de 22 %. Les paiements de dividendes effectués par les entreprises sous contrôle canadien s'appliquaient surtout à des actions privilégiées.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

RENDEMENTS COMPARATIF: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

BÉNÉFICES NETS

- Les données de Statistique Canada démontrent que, si l'on exclut les réductions inhabituelles de la valeur de l'actif, les bénéfices nets que l'industrie pétrolière a tiré de ses activités au Canada ont augmenté de 34 % en 1983, comparativement à 87 % dans le cas de toutes les autres industries à caractère non financier oeuvrant au Canada. Les bénéfices nets de l'industrie pétrolière ont représenté 33 % de ceux de toutes les autres industries à caractère non financier au Canada (à l'exclusion de l'industrie pétrolière), soit une diminution de 14 points de pourcentage par rapport à 1982.

DÉPENSES DE CAPITAL

- Selon les données de Statistique Canada, les dépenses de capital engagées par l'industrie pétrolière ont diminué de 8 % au cours de l'année. Cependant, cette baisse est plus faible que dans le cas de nombreuses autres industries, et les dépenses de l'industrie pétrolière, exprimées en pourcentage de l'ensemble des dépenses de capital de toutes les autres industries à caractère non financier, sont passées de 46 % en 1982 à 53 % en 1983.

PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes globales que peuvent se partager l'industrie et les gouvernements ont augmenté de 1,4 milliard pour passer à 21,8 milliards de dollars en 1983. L'industrie et les gouvernements provinciaux ont profité de cette augmentation alors que le gouvernement fédéral a reçu une moindre part. En effet, la part du gouvernement fédéral est passée de 26 % à 21 % en raison surtout de la diminution des recettes tirées de la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN) associée à un changement important au solde net du Compte d'indemnisation pétrolière et à l'accroissement des sommes versées en subventions du PESP. La part de l'industrie, quant à elle, est passée de 46 % à 49 % et celle des gouvernements provinciaux de 28 % à 30 %.

TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

Le taux de participation canadienne de l'industrie pétrolière, fondé sur les recettes tirées de l'activité en amont, a augmenté de 1,5 point de pourcentage par rapport à 1982, pour passer à 40,5 %. Quant au taux de contrôle canadien, il a diminué de 0,5 point de pourcentage pour s'établir à 37,8 %. D'après les recettes liées à la production pétrolière (activité en amont plus celle en aval), les taux de participation et de contrôle canadiens ont monté de 2,5 et de 2,3 points de pourcentage pour s'établir respectivement à 37,2 % et à 27,8 %.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Conclusion)

STRUCTURE DU CAPITAL, DE 1980 À 1983

Le capital utilisé dans l'industrie pétrolière du Canada a été porté à 55 milliards de dollars à la fin de 1983, comparativement à son niveau de 36 milliards de dollars trois années auparavant. En 1983, la dette représentait 40 % de la composition du capital de l'industrie, et l'avoir propre 60 %, comparativement à une proportion de 25 % et de 75 % en 1980. Les sociétés sous contrôle canadien détenaient 56 % du total de l'avoir propre et de la dette de 1983, soit une hausse par rapport aux 49 % de 1980. La dette à long terme de 1983 pour le secteur sous contrôle canadien a représenté 53 % du capital utilisé, comparativement à 24 % dans le cas du secteur sous contrôle étranger.

ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

L'industrie pétrolière a engagé 276 millions de dollars dans la recherche et développement (R-D) en 1983, soit 31 % de moins qu'en 1982. Il y a eu diminution des sommes engagées dans toutes les catégories d'activité de R-D, mais les baisses les plus significatives sont survenues dans la recherche sur le pétrole classique et le gaz naturel, et sur le pétrole in situ.

RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1979 À 1983

Tendances principales

1) Les recettes ont augmenté de 1979 à 1983 à un taux annuel moyen de 14 %, soit environ 4 % plus rapidement que le taux d'inflation.

2) Les bénéfices nets, qui en 1980 avaient atteint un sommet en représentant 11 % de l'ensemble des recettes, n'ont cessé de diminuer depuis pour ne représenter actuellement qu'environ 1/4 de ce pourcentage.

3) Les ressources d'autofinancement, qui en 1979 et en 1980 représentaient plus de 20 % des recettes, ont chuté à environ 15 % au cours des trois dernières années.

4) Les dépenses de capital ont culminé en 1981 et 1982 à la suite des dépenses fortement élevées qui ont été engagées dans le secteur en aval et à l'étranger.

5) Les paiements de dividendes ont augmenté continuellement depuis 1979 à un rythme de 13 % par année.

1 - RENDEMENT FINANCIER

L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

La hausse des prix du pétrole et du gaz naturel à la tête de puits, combinée à l'accroissement de la production de pétrole classique et synthétique a contribué à une augmentation de 5 % des recettes de l'industrie, qui sont passées à 56 milliards de dollars en 1983(1).

Par rapport à 1982, les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité ont diminué de 11 % pour atteindre 1,5 milliard de dollars. Les bénéfices nets du secteur en amont ont augmenté de 24 % pour passer à 2,4 milliards de dollars, tandis que ceux du secteur en aval ont diminué de 437 millions de dollars entraînant des pertes de 60 millions de dollars dans ce secteur. Des pertes ont également été enregistrées dans "l'activité autre au Canada" et "à l'étranger". Par contre, les revenus en espèces tirés des activités, soit les ressources d'autofinancement, ont augmenté de 16 % en 1983 pour passer à 8,5 milliards de dollars. Cette hausse est surtout attribuable à l'effet compensateur des coûts d'exploitation et des impôts plus élevés découlant de:

- L'augmentation de la production et de la hausse des prix du pétrole brut à la tête de puits;
- La diminution des frais d'intérêt en raison de la baisse des taux;
- La diminution des taux des redevances provinciales, comparativement à 1982.

La diminution des bénéfices nets est attribuable à:

- La réduction d'environ 1 milliard de dollars (déduction faite des impôts reportés) de la valeur de l'actif d'une grande société sous contrôle canadien, au titre de l'activité en amont et de l'activité autre au Canada; et à
- La diminution de la demande de produits pétroliers qui a provoqué une forte concurrence au niveau des prix et réduit la marge de profit en aval.

---

(1) Se référer à l'Annexe A qui constitue un glossaire des termes techniques.

Tableau 1. APERÇU DE L'ACTIVITÉ[a]

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	----- en milliards de $ ------			(%)
RECETTES TOTALES	53,9	56,5	2,6	5
moins: Frais d'exploitation	21,7	23,7	2,0	9
Frais d'intérêt	2,7	2,4	(0,3)	(8)
Taxes et Redevances (sans l'impôt sur le revenu)	13,3	12,5	(0,8)	(6)
Autres dépenses en espèces	7,3	7,2	(0,1)	(3)
Impôt - fédéral	1,5	2,0	0,5	31
- provincial	0,1	0,3	0,2	181
REVENU EN ESPÈCES = RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	7,3	8,5	1,2	16
moins: réductions de la valeur de l'actif[b]	4,3	5,6	1,3	30
impôts reportés	1,3	1,4	0,1	8
BÉNÉFICES NETS	1,7	1,5	(0,2)	(11)

NOTA: (a) Le total peut ne pas être exact en raison de l'arrondissement des chiffres. Voir le tableau 2 (p. 1-5) pour la ventilation par secteur d'activité.

(b) La rubrique "réductions de la valeur de l'actif" est constituée de frais non monétaires et de dépenses d'exploration et de mise en valeur imputés sur les activités courantes.

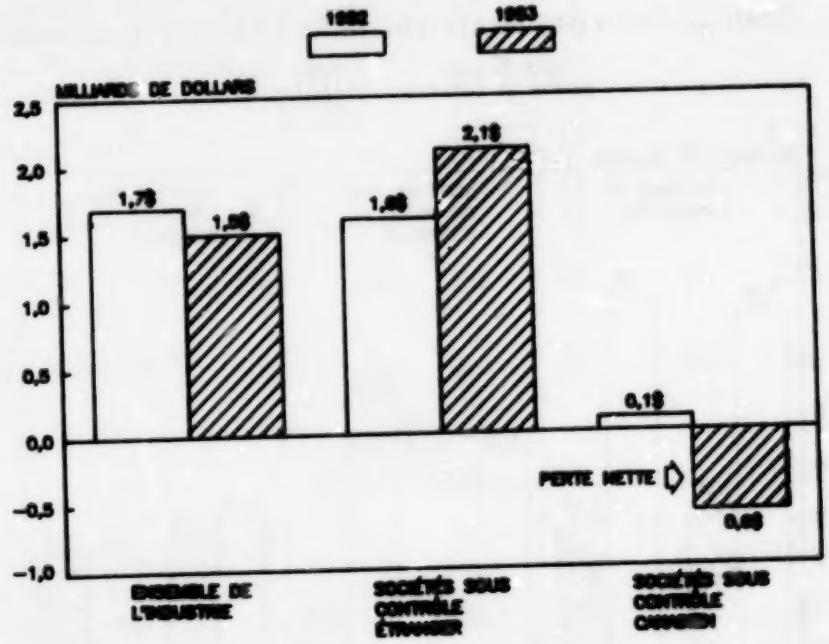
a) Bénéfices nets

Une diminution de 11 % des bénéfices nets dans tous les secteurs de l'industrie voile en quelque sorte les écarts marqués dans la croissance des profits dans le cas des secteurs sous contrôle étranger et sous contrôle canadien - la hausse dans le premier cas étant de 35 %, ce qui a porté les profits à 2,1 milliards de dollars, tandis que dans le deuxième cas, la marge de bénéfices est passée de 135 millions de dollars en 1982 à des pertes de 580 millions en 1983.

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 35 % profitant d'une hausse de 74 % ou de 920 millions de dollars des profits dans le secteur d'activité en amont, par suite d'une diminution des taux de redevances, de l'augmentation des volumes de production de pétrole et de l'augmentation des prix à la tête de puits. Ce gain a plus que compensé la baisse de 365 millions de dollars des bénéfices du secteur en aval que l'on attribue à une diminution de la demande et à une capacité excédentaire de raffinage qui ont donné lieu à une forte concurrence au niveau des prix. Les revenus en espèces de ce secteur ont été portés à 5 milliards de dollars, soit une hausse de 9 % par rapport à 1982.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une perte de 580 millions de dollars en 1983, comparativement à des bénéfices de l'ordre de 135 millions de dollars en 1982. Ces pertes sont surtout attribuables à la diminution de 1 milliard de dollars de la valeur de l'actif d'une grande société sous contrôle canadien, comparativement à 1982 où la réduction de la valeur de l'actif a été d'environ 300 millions de dollars. Si l'on exclut cette société, le secteur sous contrôle canadien s'est assuré des bénéfices nets équivalant à ceux de 1982. Les revenus en espèces pour l'ensemble des secteurs - qui n'ont pas été touchés pas les réductions de la valeur de l'actif - se sont accrus de 31 % en 1983 pour passer à 3,5 milliards de dollars.

Graphique 1. BÉNÉFICES NETS DE L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ



NOTA: Les annexes B-5 et C-1 donnent plus de détails.

b) Importance relative des frais d'intérêt

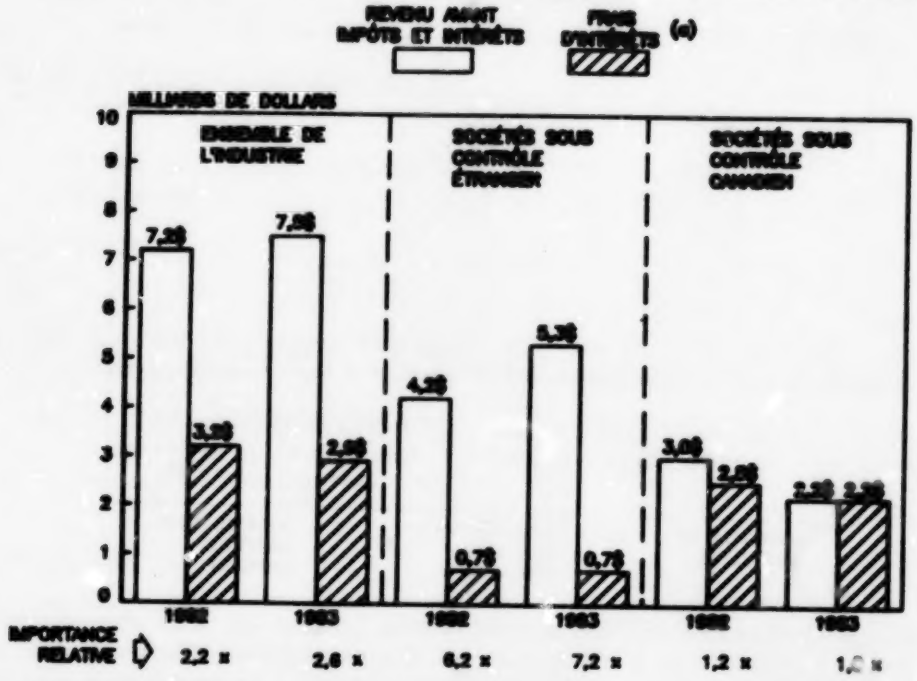
En 1983, le revenu global avant les impôts et les intérêts payés a été de 2,6 fois supérieur à l'ensemble des frais d'intérêt aussi bien dépensés que capitalisés, rapport qui était de 2,2 en 1982. Si l'on exclut les réductions de la valeur de l'actif susmentionnées, le rapport concernant l'importantce relative des frais d'intérêt pour l'ensemble de l'industrie s'établissait à 2,9.

Les sociétés sous contrôle canadien ont réduit le niveau de leur dette à long terme et, en raison de la baisse des taux d'intérêt, ont réduit leurs frais d'intérêt de 370 millions de dollars en 1983. Cependant, à cause des réductions de la valeur de l'actif, les bénéfices nets avant les impôts et les intérêts payés ont tout juste permis de couvrir les frais d'intérêt. Si l'on exclut ces réductions exceptionnelles de la valeur de l'actif, on obtient un rapport de 1,4 quant à l'importance relative des frais d'intérêt.

Les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté leur dette de 670 millions de dollars en 1983. Par conséquent, leurs frais d'intérêt ont augmenté de 60 millions de dollars, soit de 9 %, et cela malgré la diminution des taux d'intérêt. Cependant, l'augmentation du revenu avant impôt a été suffisante pour accroître l'importance relative des frais d'intérêt dont le rapport est passé de 6,2 à 7,2.

L'analyse des frais d'intérêt ne porte que sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné que les sociétés n'affectent pas de façon uniforme les frais d'intérêt parmi les différents secteurs économiques - en amont, en aval, activité autre au Canada et activité à l'étranger.

Graphique 2. COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊT ET DU REVENU AVANT IMPÔT



NOTA: (a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt et dépensés et capitalisés. L'annexe B-6 donne plus de détails.

Tableau 2. RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR [a]

	EN AMONT				EN AVAL			
	1982	1983	Augmentation (Diminution)		1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	- - en milliards de $ - -			%	- - en milliards de $ - -			%
RECETTES TOTALES	21,0	23,7	2,7	13	29,0	29,3	0,3	1
moins: Frais d'exploitation	3,6	3,7	0,1	4	16,6	18,8	2,2	14
Frais d'intérêt	1,6	1,4	(0,2)	(10)	0,2	0,2	-	3
Redevances, taxes	5,6	6,1	0,5	8	2,0	2,0	-	3
RIP, autre frais	-	-	-	-	3,6	2,3	(1,3)	(35)
TRPG, TRPS, TGNLGN	2,0	2,0	-	4	-	-	-	-
Autres dépenses	3,5	4,2	0,7	21	6,1	6,1	-	-
REVENUS AVANT IMPÔT	4,8	6,2	1,4	29	0,5	(0,2)	(0,7)	-
moins: Impôts courants	1,9	2,6	0,7	42	(0,3)	(0,4)	(0,1)	-
Impôts reportés	1,0	1,2	0,2	15	0,4	0,2	(0,2)	(40)
BÉNÉFICES NETS	2,0	2,4	0,4	24	0,4	(0,1)	(0,5)	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	5,8	7,3	1,5	25	1,2	0,8	(0,4)	(36)

	ACTIVITÉ AUTRE[c] AU CANADA				ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	2,4	2,1	(0,3)	(14)	1,5	1,5	-	-
moins: Frais d'exploitation	1,1	0,8	(0,3)	(27)	(0,5)	(0,4)	0,1	(23)
Frais d'intérêt	0,7	0,7	-	(7)	0,2	0,1	(0,1)	(16)
Autres dépenses	1,0	1,4	0,4	31	1,2	1,1	(0,1)	(9)
REVENUS AVANT IMPÔTS	(0,5)	(0,8)	(0,3)	-	(0,3)	(0,1)	0,2	-
moins: Impôts courants	(0,1)	(0,1)	-	-	0,1	0,1	-	2
Impôts reportés	(0,1)	(0,1)	-	-	(0,1)	0,1	0,2	-
BÉNÉFICES NETS	(0,3)	(0,6)	(0,3)	-	(0,4)	(0,3)	0,1	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	(0,2)	0,1	0,3	-	0,5	0,4	(0,1)	(11)

NOTA: (a) Les variations en pourcentage reflètent les données détaillées, non arrondies, exposées au tableau 1 de l'Annexe C.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et de tous les autres postes hors caisse (la dépréciation, les frais d'exploration et de mise en valeur annulés, l'épuisement et l'amortissement) inscrits au titre des dépenses de la période visée par les rapports.

(c) Comprend les services de forage, les pipelines, l'extraction de charbon et de l'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

LE SECTEUR EN AMONT

Les recettes tirées du secteur en amont ont augmenté de 13 % pour se chiffrer à 23,7 milliards de dollars par suite de la hausse des prix à la tête de puits (1) et d'une augmentation de 6 % de la production de pétrole brut (Annexe 3-2). Le remplacement des importations de pétrole étranger et l'augmentation des exportations de pétrole brut et de produits raffinés ont permis cette augmentation de la production malgré la baisse soutenue de la consommation nationale. Toutefois, la diminution des ventes de gaz naturel sur les marchés canadien et étranger (une baisse de 4 %) a eu pour effet de tempérer la croissance dans le secteur en amont.

Les bénéfices nets du secteur en amont, qui se situent à 2,4 milliards de dollars, ont donc augmenté de 24 % en 1983 par rapport à 1982 en raison surtout de la réduction des taux de redevances imposés par les gouvernements provinciaux et de la suppression de la Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS) en 1983. Ces facteurs ont également donné lieu à une hausse de 25 % des ressources d'autofinancement qui se sont chiffrées à 7,3 milliards de dollars.

Les frais d'intérêt attribués à ce secteur par les sociétés déclarantes ont diminué de 10 % pour passer à 1,4 milliard de dollars. Cette baisse, combinée à une diminution soutenue des frais d'exploration et de mise en valeur imputés sur le revenu, a également contribué à la hausse des bénéfices nets dans le secteur en amont.

Ce rendement positif a été en partie annulé par un accroissement des réductions de l'actif (134 %) qui sont passées de 410 millions de dollars à 1 milliard de dollars. Sans ces réductions en 1983 et 1982, les bénéfices nets du secteur en amont auraient augmenté de 47 %. Le secteur des sociétés sous contrôle canadien qui a été touché par ces diminutions inhabituelles de l'actif a par conséquent enregistré une diminution de 62 % de ses bénéfices nets. Par contre, les sociétés sous contrôle étranger, qui n'ont pas été touchées par ces diminutions de l'actif, ont enregistré une augmentation de 74 % de leurs bénéfices nets dans le secteur en amont.

---

(1) Le prix à tête de puits du pétrole "ancien" a augmenté de 25,17 $ le mètre cube (4 $ le baril) à compter du 1er janvier 1983. Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta a augmenté de 23,3 cents le gigajoule (25 cents le millier de pi^3) à compter du 1er février et du 1er août 1983. Le prix moyen du gaz naturel exporté aux États-Unis, qui était de 5,68 $ le gigajoule en 1982, a diminué à 5,22 $ le gigajoule en 1983. Dès le 1er juillet 1983, le Prix de référence du pétrole nouveau (PRPN) a été appliqué au pétrole brut auquel s'appliquait le Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP) fixé à un niveau inférieur, et au pétrole tiré des puits intercalaires. Les projets admissibles de récupération assistée du pétrole auront droit au Prix de référence du nouveau pétrole à compter du début de l'année.

LE SECTEUR EN AVAL

Les recettes du secteur en aval ont augmenté de 1 % pour passer à 29,3 milliards de dollars alors que les profits de ce secteur ont accusé une forte baisse de 437 millions de dollars par rapport au niveau de 1982; cette baisse se traduit donc par une perte nette de 60 millions de dollars en 1983. La baisse soutenue de la demande de produits pétroliers raffinés a déclenché la concurrence au niveau des prix du fait que les sociétés ont tenté de conserver leur part d'un marché à la baisse. Le taux moyen d'utilisation de la capacité, qui était d'environ 70 %, malgré la fermeture de plusieurs raffineries au cours de l'année, a contribué à faire passer la marge de profit (1) de 1,9 % en 1982 à une marge négative de 0,8 % en 1983. Quelques sociétés ont enregistré un déficit au niveau des revenus en espèces tirés de leur activité en aval.

Le niveau de l'impôt courant sur l'activité en aval a été négatif, compte tenu de la récupération de 229 millions de dollars d'impôts payés en 1982 et de 424 millions de dollars d'impôts payés en 1983, en raison surtout des dépenses de capital élevées au cours de ces deux années et des pertes enregistrées en 1983 au titre de l'exploitation. Les impôts reportés imputés sur les bénéfices nets ont diminué de 40 % pour passer à 237 millions de dollars et ont ainsi contribué à freiner la diminution des bénéfices nets de ce secteur d'activité.

L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA

Ce secteur économique a enregistré une perte de 625 millions de dollars en 1983 comparativement à une perte de 272 millions en 1982. La perte de 1983 est surtout attribuable aux fortes réductions d'actif d'une société sous contrôle canadien. Sans ces réductions, le secteur aurait enregistré une perte comparable à celle de 1982.

Dans les examens antérieurs, on a noté que dans un certain nombre de sociétés, la masse des frais d'intérêt était imputée sur ce secteur relativement restreint. Même si un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteurs, 28 % de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont toujours imputés sur ce secteur de "l'activité autre au Canada" qui ne représente que 4 % de l'ensemble des recettes.

L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER

Les pertes après impôt sont passées de 391 millions de dollars en 1982 à 254 millions en 1983. La réduction de la valeur de l'actif des propriétés pétrolières et gazières a été le principal facteur des pertes enregistrées au cours des deux années précitées. Cependant, ces réductions de la valeur de l'actif ont été moins importantes en 1983 qu'en 1982.

---

(1) La marge de profit désigne les revenus avant impôt exprimés en pourcentage des recettes totales.

2 - SOURCES DES FONDS

Les fonds de toutes provenances dont disposait l'industrie se sont chiffrés à 18,3 milliards de dollars en 1983 comparativement à 23,1 milliards en 1982. Les fonds tirés de l'exploitation ont augmenté de 16 % pour passer à 8,5 milliards de dollars tandis que les fonds provenant de sources externes totalisaient 9,8 milliards de dollars, soit une diminution de 38 %. Les fonds provenant de sources externes qui comptaient pour 34 % des sommes disponibles ont donc diminué par rapport aux 68 % enregistrés en 1982. Cette diminution est surtout attribuable à une réduction des activités de financement et à une diminution du "fonds de roulement" (voir page 2-4 pour plus de détails).

Tableau 3. RÉSUMÉ - SOURCES DE FONDS[a]

	1982	1983	Augmentation (Diminution)		Part du total 1982	Part du total 1983
	-- en milliards de $ --			(%)	(%)	
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT						
Bénéfices nets	1,7	1,5	(0,2)	(11)	7	8
Postes hors-caisse[b]	5,6	7,0	1,4	25	24	38
Total des ressources d'autofinancement	7,3	8,5	1,2	16	32	46
SOURCES EXTERNES						
Nouvelle dette à long terme[c]	3,7	1,9	(1,8)	(49)	16	10
Nouvelles participations[c]	3,2	2,2	(1,0)	(31)	14	12
Diminution du fonds de roulement[c]	4,3	1,3	(3,0)	(70)	19	7
PESP et autres subventions	1,5	1,6	0,1	11	6	9
Toutes autres sources	3,1	2,8	(0,3)	(9)	14	15
Total des sources externes	15,8	9,8	(6,0)	(38)	68	54
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	23,1	18,3	(4,8)	(21)	100	100

NOTA: (a) Le tableau 2 de l'Annexe C donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprend les impôts reportés, les dépenses d'exploration et de mise en valeur déduites du revenu courant, ainsi que les autres postes hors-caisse (la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement) qui n'ont pas nécessité de mise de fonds au cours de la période visée par le présent rapport.

(c) Les chiffres représentent les montants nets de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des nouveaux fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds de ces sources. Les données fournies par les sociétés déclarantes qui ont signalé une diminution de la dette à long terme et de l'avoir propre, ainsi qu'une augmentation du fonds de roulement, figurent au titre des "Affectations de fonds" au Tableau 6 (p. 3-1).

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont augmenté de 16 % pour se chiffrer à 8,5 milliards de dollars en 1983, en raison surtout de la hausse des prix du pétrole brut et du gaz naturel à la tête de puits et de la diminution des frais d'intérêt. Ces facteurs positifs ont été en partie annulés par les hausses de l'impôt courant sur le revenu et des frais d'exploitation. Les ressources d'autofinancement du secteur en amont ont augmenté de 25 % pour atteindre 7,3 milliards de dollars et ont permis de compenser la diminution de 440 millions de dollars, soit de 36 %, des ressources du secteur en aval, qui ont diminué à 0,8 milliard de dollars. L'augmentation de 230 millions de dollars des ressources d'autofinancement dans la catégorie "activité autre au Canada" a plus que compensé la diminution dans le secteur de l'activité à l'étranger.

Tableau 4. RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT PAR SECTEUR ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉS[a]

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	---en milliards de $---			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
En amont	2,3	2,9	0,6	28
En aval	0,2	0,1	(0,1)	(34)
Autres[b]	0,2	0,4	0,2	143
Total des sociétés sous contrôle canadien	2,7	3,5	0,8	31
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
En amont	3,5	4,3	0,8	24
En aval	1,0	0,7	(0,3)	(37)
Autres[b]	0,1	-	(0,1)	(46)
Total des sociétés sous contrôle étranger	4,6	5,0	0,4	8
TOTAL DE L'INDUSTRIE				
En amont	5,8	7,3	1,5	25
En aval	1,2	0,8	(0,4)	(36)
Autres[b]	0,3	0,5	0,2	64
TOTAL - INDUSTRIE	7,3	8,5	1,2	16

NOTA: (a) Le Tableau 1 de l'Annexe C donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées de l'activité à l'étranger et de l'activité autre au Canada.

Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien ont bénéficié d'une augmentation de 809 millions de dollars, soit de 31 %, en raison surtout de la diminution des frais d'exploitation et d'administration. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger, quant à elles, ont augmenté de 393 millions de dollars (9 %), hausse qui a été ralentie par la diminution des prix des produits pétroliers dans le secteur en aval, où les sociétés sous contrôle étranger étaient fortement engagées.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

Les fonds provenant des sources externes ont fortement diminué, passant de 15,8 milliards de dollars en 1982 à 9,8 milliards en 1983 en raison de la diminution des besoins financiers de l'industrie suite à un ralentissment de l'activité au niveau des acquisitions. La nouvelle dette à long terme a diminué de 49 % en 1983 par rapport à 1982 pour s'établir à 1,9 milliard de dollars et les nouvelles émissions d'actions ont chuté de 31 % pour se chiffrer à 2,2 milliards de dollars.

Le facteur qui a le plus contribué à cette baisse a été la diminution de 1,3 milliard de dollars du fonds de roulement en 1983 comparativement à une diminution de 4,3 milliards de dollars en 1982 alors qu'une société devait rembourser cette année une forte tranche de sa dette à long terme. Comme cette dette a maintenant été portée au passif à court terme, il y a eu en 1982 diminution du fonds de roulement.

Les nouveaux fonds ont été assurés par les subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) qui ont augmenté de 218 millions de dollars. Les sociétés déclarantes auprès de l'ASSP évaluent leurs subventions à 1,5 milliard de dollars, soit 17 % de plus qu'en 1982. Plus de 90 % des subventions ont été versées à des sociétés sous contrôle canadien. Le gouvernement de l'Alberta a administré et payé environ 16 % du total des subventions du PESP, et le gouvernement du Canada s'est chargé du reste.

Tableau 5. SUBVENTIONS DU PESP, PAR RÉGION ET PAR SECTEUR

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	en millions de $					
PROVINCES						
Colombie-Britannique	31	16	-	-	31	16
Alberta	267	242	-	-	267	242
Autres provinces	15	26	-	-	15	26
TOTAL POUR LES PROVINCES	313	284	-	-	313	284
TERRES DU CANADA						
Mer de Beaufort	469	402	32	32	501	434
Labrador, Est	168	314	28	44	196	358
Secteur sud du plateau continental de l'Atlantique	189	312	23	39	212	351
Autres	51	72	13	7	64	79
TOTAL POUR LES TERRES DU CANADA	878	1100	96	122	974	1222
TOTAL POUR LE CANADA	1191	1383	96	122	1287	1505

NOTA: L'Annexe B-7 présente une ventilation plus détaillée.

3 - AFFECTATIONS DES FONDS

Dans l'ensemble, les affectations de fonds ont diminué de 21 % en 1983 comparativement à 1982 pour se situer à 18,3 milliards de dollars. Des dépenses moindres de capital, le remboursement réduit de la dette à long terme et les réductions d'autres affectations de fonds (surtout pour les acquisitions) ont été compensées partiellement par l'augmentation du fonds de roulement (Tableau 6).

Tableau 6. RÉSUMÉ - AFFECTATIONS DES FONDS

	1982	1983	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1982	Part du Total 1983
	----en milliards de $ ---			(%)	(%)	
DÉPENSES DE CAPITAL						
Dépenses au Canada[a]	10,6	9,5	(1,1)	(10)	46	52
Dépenses à l'étranger	1,2	0,8	(0,4)	(34)	5	4
Total des dépenses de capital	11,7	10,2	(1,5)	(13)	51	56
AUTRES AFFECTATIONS DE FONDS						
Remboursement de la dette à long terme[b]	3,6	1,6	(2,0)	(55)	16	9
Rachat de l'avoir propre[b]	0,7	0,2	(0,5)	(65)	3	1
Augmentation du fonds de roulement[b]	1,2	1,9	0,7	52	5	10
Dividendes	1,1	1,2	0,1	11	5	7
Autres affectations[c]	4,7	3,1	(1,6)	(34)	20	17
Total - Autres Affectations	11,4	8,1	(3,3)	(29)	49	44
TOTAL - TOUTES LES AFFECTATIONS	23,1	18,3	(4,8)	(21)	100	100

NOTA: (a) Les dépenses sont données en chiffres bruts sans rajustement pour les subventions du PESP et les autres subventions.

(b) Représente l'affectation nette de fonds au rachat de l'avoir propre, au remboursement de la dette à long terme et à l'accroissement du fonds de roulement dans le cas des sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins. Les données fournies par les sociétés qui ont déclaré une hausse de la dette à long terme et de l'avoir propre, ainsi qu'une réduction nette du fonds de roulement, figurent au titre des "sources de fonds" du Tableau 3 (p. 2-1).

(c) Surtout les fonds affectés à l'acquisition d'usines et de biens appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à d'autres sociétés et des fonds affectés à la prise en charge de sociétés.

DÉPENSES DE CAPITAL

Les dépenses de capital ont totalisé 10,2 milliards de dollars, soit une diminution globale de 13 % en 1983; les dépenses au Canada ont chuté de 10 % et celles à l'étranger de 34 % par rapport à 1982. Les nouvelles perspectives d'investissement à l'extérieur du Canada et le fait qu'un certain nombre de sociétés aient décidé de cesser toute activité dans certaines régions outre-mer ont été les principales raisons de la diminution des dépenses de capital à l'étranger.

Tableau 7. DÉPENSES DE CAPITAL[a]

	1982	1983	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1982	Part du Total 1983
	---en milliards de $---			(%)	(%)	
EN AMONT						
Exploration	$3,6	$4,2	$0,6	17	31	41
Mise en valeur	1,0	0,9	(0,1)	(4)	8	9
Production	1,5	1,0	(0,5)	(32)	13	10
Non-classique[b]	0,4	0,4	-	11	3	4
Total pour le secteur en amont[c]	6,5	6,6	0,1	2	55	65
Secteur en aval	2,5	1,7	(0,8)	(30)	21	17
Extraction des ressources énergétiques minières	0,2	0,2	-	9	2	2
Autres	1,4	0,9	(0,5)	(36)	12	9
TOTAL DES DÉPENSES AU CANADA	10,6	9,5	(1,1)	(10)	90	93
DÉPENSES À L'ÉTRANGER	1,2	0,8	(0,4)	(34)	10	7
TOTAL DES DÉPENSES	11,7	10,2	(1,5)	(13)	100	100

NOTA: (a) Les Tableaux 3 et 4 de l'Annexe C donnent une ventilation plus détaillée.

(b) Comprend les projets d'exploration des sables bitumineux et du pétrole lourd non classique.

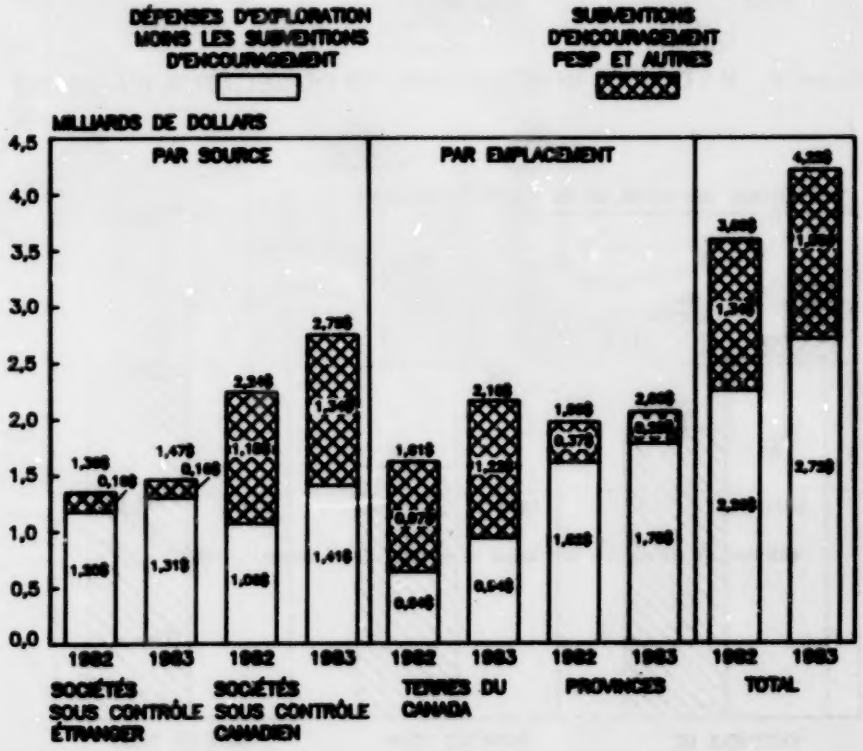
(c) Comprend les subventions du PESP.

Secteur en amont: Pour la première fois depuis 1980, les dépenses du secteur en amont dans leur ensemble ont augmenté de 2 % pour atteindre 6,6 milliards de dollars. Les dépenses d'exploration ont enregistré une augmentation de 17 % et celles des projets de mise en valeur des sables bitumineux de 11 %. Cependant, les dépenses relatives à la production ont chuté de 32 % tandis que celles relatives à la mise en valeur ont légèrement diminué. Après déduction des subventions du PESP et autres encouragements financiers semblables, les dépenses nettes en amont engagées par le secteur des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 4 % alors que celles des sociétés sous contrôle canadien ont progressé de 6 %.

Les dépenses d'exploration, qui se sont chiffrées à 4,2 milliards de dollars, ont surpassé le sommet de 4,1 milliards de dollars enregistré en 1980. Ces dépenses d'exploration ont effectivement augmenté de 4 % pour atteindre 2,1 milliards de dollars dans les provinces et ont progressé de 34 %, soit jusqu'à 2,2 milliards de dollars, dans les Terres du Canada où elles ont représenté 51 % du total des dépenses de 1983, comparativement à 45 % l'année précédente.

La plus forte augmentation des dépenses dans les Terres du Canada a été enregistrée au large de la côte est (Annexe B-10). Les dépenses des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 8 % en 1983, alors que celles des sociétés sous contrôle canadien ont grimpé de 23 % pour représenter presque les deux tiers des dépenses totales d'exploration.

Graphique 3. DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA



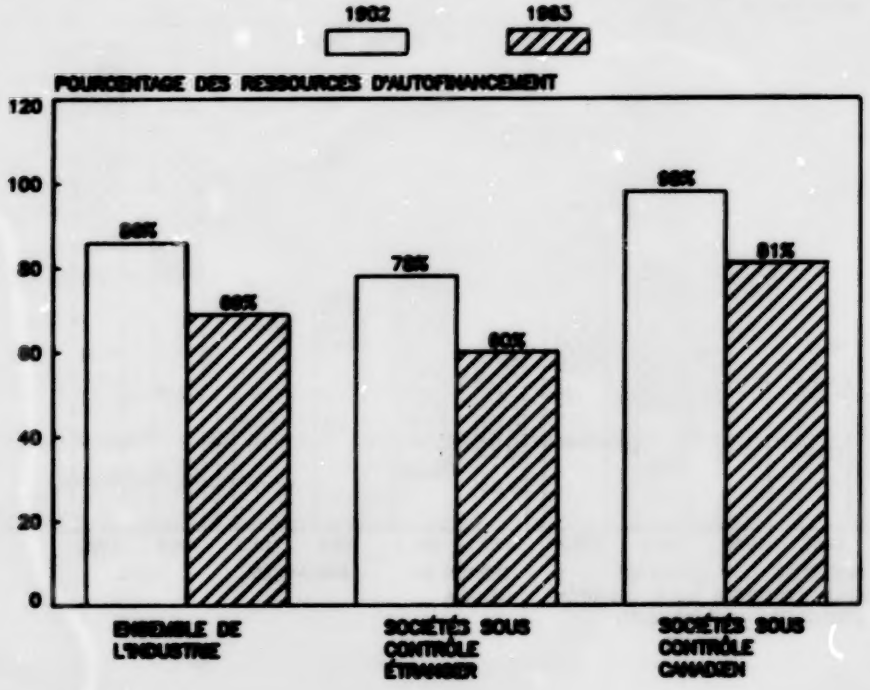
Secteur en aval: En 1983, les dépenses de capital ont diminué de 30 % pour passer à 1,7 milliard de dollars en 1983, comparativement à 1982. La baisse de la demande de produits raffinés a eu pour effet de freiner la mise en oeuvre de nouveaux projets; quelques projets déjà annoncés ont été achevés en 1982 et en 1983.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres: Ces dépenses ont diminué de 31 % pour totaliser 1,1 milliard de dollars. Elles comprennent les débours pour les navires de forage, les caissons et les installations de forage, une partie du montant total représentant le montant actualisé des intérêts payés relativement aux dépenses engagées avant la mise en marche des projets.

RATIO DES INVESTISSEMENTS

Les dépenses de capital du secteur en amont ont représenté 69 % des ressources d'autofinancement tirées des activités du secteur, soit une diminution par rapport aux 86 % enregistrés en 1982 (Graphique 4). Cette diminution du ratio des investissements découle du fait que les ressources d'autofinancement de ce secteur ont augmenté à un rythme plus rapide que les dépenses de capital. Les sociétés sous contrôle canadien ont continué de réinvestir à un taux supérieur (81 %) à celui des entreprises sous contrôle étranger (60 %). Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien du secteur en amont ont augmenté à un rythme plus rapide que celles des sociétés sous contrôle étranger. Cependant, les dépenses de capital du dernier groupe, déduction faite des subventions du PESP, ont légèrement diminué, alors que celles des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 6 %.

Graphique 4. RATIO DES INVESTISSEMENTS DU SECTEUR EN AMONT

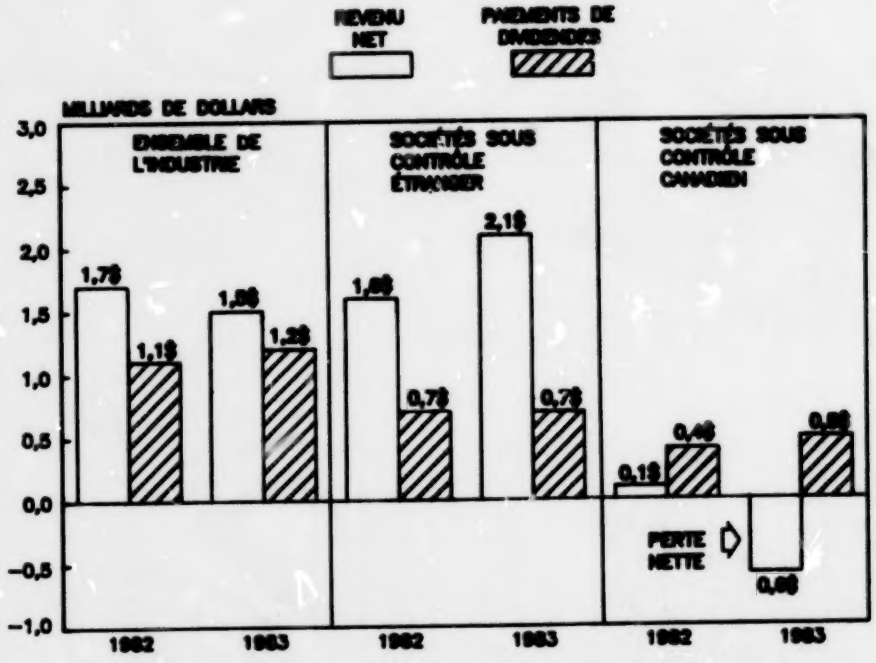


Le ratio des investissements en regard des activités liées au pétrole (secteur en aval et secteur en amont) a été de 84 % en 1983, soit une diminution de 22 points par rapport aux 106 % enregistrés en 1982, baisse qui tient à la diminution du ratio des investissements dans le secteur en amont.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes versés par les sociétés pétrolières ont augmenté de 11 % pour passer à 1,2 milliard de dollars en 1983 alors que les sociétés sous contrôle canadien ont accru de 22 % leurs paiements de dividendes (surtout sur les actions privilégiées) qui sont passés à 478 millions de dollars (Graphique 5). Chez les sociétés sous contrôle étranger, les paiements ont augmenté de 4 % pour atteindre 754 millions de dollars donnant ainsi un taux de rendement de 36 % qui a profité surtout aux détenteurs d'actions ordinaires.

Graphique 5. COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET DES BÉNÉFICES NETS



NOTA: L'Annexe B–13 indique le détail par catégories de sociétés

AUTRES AFFECTATIONS

Les changements importants constatés aux "autres affectations" étaient:

- Une diminution de 2,0 milliards de dollars des fonds affectés au remboursement de la dette à long terme. La plus grande partie de cette baisse a été accusée par les sociétés sous contrôle canadien;
- Une augmentation de 650 millions de dollars de l'accroissement du fonds de roulement - dont la majeure partie a été signalée par des sociétés sous contrôle étranger;
- Une diminution de 34 % des autres affectations qui sont passées à 3,1 milliards de dollars. Les fonds dans cette catégorie ont servi principalement à acquérir l'avoir existant relativement aux acquisitions.

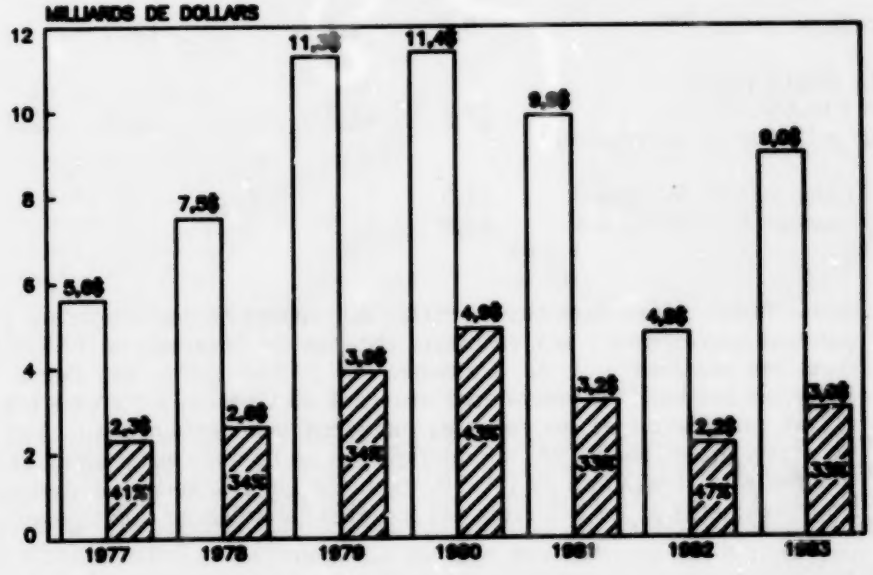
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

BÉNÉFICES NETS

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de comparer le rendement financier du secteur pétrolier à celui d'autres secteurs de l'économie. Il ressort des chiffres que les profits de l'industrie pétrolière dans les activités au Canada[1] ont augmenté de 34 % en 1983, comparativement à 87 % chez toutes les autres industries non financières (à l'exclusion du secteur du pétrole). La forte progression des profits de ce dernier groupe ne fait que témoigner des bénéfices extrêmement faibles de 1982, lorsque l'écomonie canadienne a traversé la pire récession depuis les années 30.

Comme on le constate au Graphique 6, le revenu net de l'industrie pétrolière de 1983 équivalait à 33 % de celui de toutes les autres industries non financières, soit un recul de 14 points de pourcentage par rapport à 1982 et le même pourcentage que celui réalisé en 1981, en 1979 et en 1978. Pour ce qui est du taux de rendement de l'avoir propre et du capital utilisé, on se référera à l'Annexe B-14.

Graphique 6. COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ▨ ET TOUTES LES AUTRES INDUSTRIES CANADIENNES □



SOURCE: Statistique Canada 61-003, Sociétés industrielles Statistiques financières. Les chiffres excluent les profits tirés des activités à l'étranger et ont trait aux sociétés ayant un actif d'au moins 10 millions de dollars.

---

(1) Statistique Canada exige que les sociétés déclarent leur revenu net avant toute réduction extraordinaire de la valeur de l'actif. Ainsi le revenu net déclaré est donc supérieur à celui indiqué aux Sections 1 à 3.

DÉPENSES DE CAPITAL

Le tableau 8 compare les dépenses en immobilisations de l'industrie pétrolière aux dépenses de capital des autres secteurs non financiers de l'économie. Selon les données compilées par Statistique Canada, les dépenses brutes en immobilisations (c.-à-d. avant déduction des subventions du PESP) de l'industrie pétrolière ont diminué de 8 % en 1983 comparativement à l'année précédente. Les dépenses en immobilisations de l'industrie pétrolière, exprimées en proportion de toutes les dépenses de capital des industries non financières, sont passées de 46 % en 1982 à 53 % en 1983.

Tableau 8. COMPARAISON DES DÉPENSES D'IMMOBILISATION - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES AUTRES INDUSTRIES CANADIENNES

		1982	1983	Augmentation (Diminution)	
		----- en milliards de $ ----			(%)
1.	Fabrication	7,9	5,8	(2,1)	(25)
2.	Extraction minière	2,0	2,4	0,4	18
3.	Autres industries non financières	9,8	7,5	(2,3)	(24)
4.	TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (industrie pétrolière exclue)	19,7	15,7	(4,0)	(20)
5.	Industrie pétrolière[(a)]	9,0	8,3	(0,7)	(8)
6.	TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (y compris l'industrie pétrolière)	28,7	24,0	(4,7)	(16)
7.	Ligne 5 comme % de la ligne 6	31,5	34,4		
8.	Ligne 5 comme % de la ligne 4	45,9	52,5		

NOTA: (a) Les données citées dans cette section du rapport ne correspondent pas et ne peuvent correspondre aux résultats obtenus de l'examen de l'ASSP indiqués dans les sections 1 à 3. L'examen de l'ASSP porte sur l'ensemble des activités des sociétés pétrolières oeuvrant au Canada, y compris les sociétés d'État dont l'avoir et les recettes excèdent une certain seuil. Les données de Statistique Canada, en ne couvrant pas un nombre aussi élevé de sociétés que ne le fait l'examen de l'ASSP, excluent les entreprises commerciales de gouvernements et les activités des sociétés canadiennes à l'étranger.

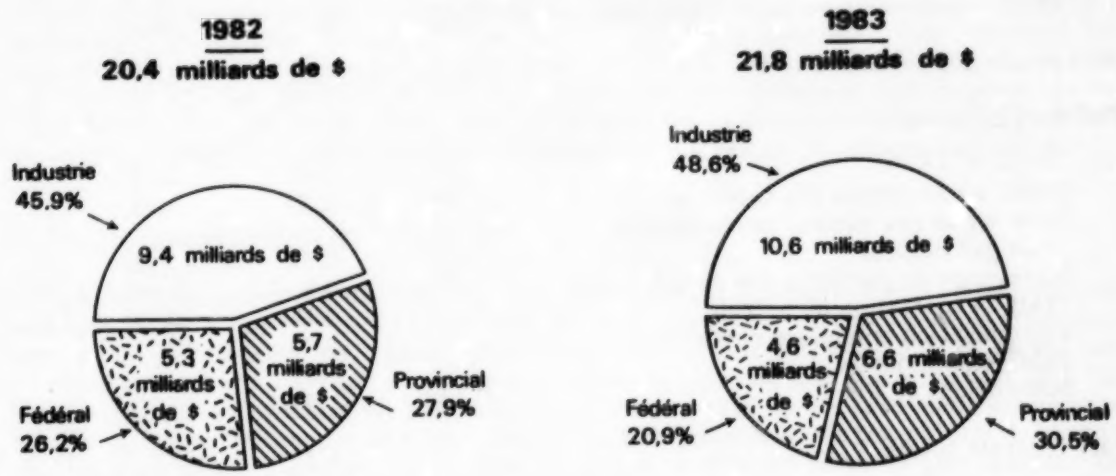
SOURCE: Statistique Canada, 61-003, Sociétés industrielles Statistiques financières. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes, et comprennent les subventions du PESP et d'autres subventions de capital.

5 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes à partager [1] ont augmenté de 1,4 milliard de dollars pour passer à 21,8 milliards en 1983. Comme l'indiquent le Graphique 7 et le Tableau 9, l'industrie et les provinces ont profité de cette augmentation, aussi bien en termes de pourcentage qu'en valeur réelle, alors que la part des recettes du gouvernement fédéral a été moindre, baissant de 790 millions de dollars pour se situer à 4,6 milliards.

La diminution des recettes provenant de la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN), associée à un changement important au solde net du Compte d'indemnisation pétrolière et à l'accroissement des fonds versés en subventions du PESP, ont eu pour effet de produire une diminution de la part des recettes en amont qu'a touchée le gouvernement fédéral; ces recettes sont passées de 26 % en 1982 à 21 % en 1983. La part de l'industrie, qui était de 46 %, est passée à 49 %, et celle des gouvernements provinciaux, qui était de 28 %, s'est établie à 30 %.

Graphique 7. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS



(1) Les recettes à partager équivalent aux recettes en amont, déduction étant faite des frais d'exploitation et d'un certain nombre de taxes prélevées dans le secteur en aval (p. ex. les Frais d'indemnisation pétrolière nets, la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel, la Redevance spéciale de participation canadienne et les Frais d'exportation du pétrole). Le partage des recettes est estimé pour l'ensemble de l'industrie en amont, et les chiffres ne se limitent pas aux sociétés déclarantes à l'ASSP. La méthodologie adoptée pour le calcul des parts est celle qui est utilisée dans la Mise à jour du Programme énergétique national publiée par le gouvernement fédéral le 1er juin 1982, et a été reprise dans la compilation du Tableau 9. Les données de 1982 présentées ici varient quelque peu de celles qui ont été publiées dans l'Examen de l'activité de cette année-là de façon à refléter exactement la méthodologie convenue. Les ressources d'autofinancement avant déduction des frais d'intérêt servent maintenant à calculer les recettes totales à partager. Énergie, Mines et Ressources Canada, Revenu Canada et les gouvernements provinciaux ont fourni les chiffres pour les composantes du partage des recettes qui ne sont pas directement liées aux activités en amont.

Tableau 9. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

	RECETTES 1982	RECETTES 1983	AUGMENTATION (DIMINUTION)	
	---- en milliards de $ ---			(%)
PART DE L'INDUSTRIE				
Ressources d'autofinancement	8,29	9,55	1,26	15
PESP et autres subventions d'encouragement	1,60	1,74	0,14	9
Paiements fonciers aux provinces	(0,53)	(0,71)	(0,18)	34
Part totale de l'industrie	9,36	10,58	1,22	13
PART PROVINCIALE				
Redevances et impôt sur la propriété foncière[a]	5,34	5,87	0,53	10
Paiements fonciers	0,52	0,70	0,18	36
Impôt sur le revenu des sociétés[b]	0,12	0,34	0,22	182
Frais d'exportation du pétrole	0,23	0,14	(0,09)	(43)
PESP et autres subventions d'encouragement	(0,52)	(0,40)	0,12	-
Part totale des provinces	5,69	6,65	0,96	17
PART FÉDÉRALE				
TRPG et TRPS	2,07	2,10	0,03	2
Impôt sur le revenu des sociétés	1,70	2,25	0,55	33
Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel	1,18	0,76	(0,42)	(36)
Redevance de participation canadienne	0,91	0,85	(0,06)	(6)
Frais d'exportation du pétrole	0,23	0,14	(0,09)	(43)
Indemnisation pétrolière nette[c]	0,32	(0,23)	(0,55)	-
Paiements fonciers	0,01	0,01	-	-
Subventions du PESP	(1,08)	(1,33)	(0,25)	-
Part fédérale totale	5,34	4,55	(0,79)	(15)
TOTAL GLOBAL	20,39	21,78	1,39	7

NOTA: (a) Données de source provinciale. On a déduit les subventions d'encouragement provinciales, les exonérations fiscales temporaires relatives aux redevances sur le nouveau pétrole et le nouveau gaz, ainsi que les allégements fiscaux applicables aux redevances dans le cas de la récupération assistée. Les redevances payées aux autochtones et à l'égard de propriétés foncières libre de toute servitude ainsi que les redevances payées aux propriétaires fonciers sont exclues des calculs.

(b) Chiffres nets, déduction faite des dégrèvements accordés à l'industrie par les gouvernements provinciaux.

(c) Recettes perçues par le gouvernement du Canada moins les montants affectés au financement de l'indemnisation des importateurs de pétrole, de la production donnant droit au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et au Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP), de livraisons de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et de certains échanges de pétrole brut entre le Canada et les États-Unis.

PART DE L'INDUSTRIE

Les recettes tirées de l'activité en amont que touche l'industrie pétrolière ont augmenté de 13 % pour passer à 10,6 milliards de dollars en raison de l'accroissement de 15 % des ressources d'autofinancement avant les frais d'intérêt[1], qui sont passées à 9,6 milliards de dollars et aussi, dans une moindre mesure, en raison de l'augmentation de 140 millions de dollars des fonds reçus en vertu des programmes d'encouragement. Ces améliorations ont été annulées en partie par des paiements fonciers que l'industrie a dû payer aux provinces et qui se sont accrus de 180 millions de dollars.

PART DES PROVINCES

Les recettes des provinces ont augmenté de 960 millions de dollars, soit de 17 %, pour passer à 6,7 milliards de dollars. L'accroissement des recettes provinciales découle du produit plus élevé des redevances et des impôts sur le revenu et sur la propriété foncière. Parmi les recettes des provinces, seules les recettes provenant des frais d'exportation du pétrole, que se partagent les deux paliers de gouvernement, ont affiché une diminution en 1983, soit une baisse de 90 millions de dollars.

Malgré l'augmentation des recettes assurées par les redevances, le taux moyen des redevances provinciales et de la taxe sur la propriété foncière libre, exprimé en pourcentage des recettes en amont, est passé de 27,9 % à 27,2 %. L'Alberta a reçu de ces sources de revenus 5 milliards de dollars, la Saskatchewan 0,5 milliard et la Colombie-Britannique 0,2 milliard. Quant à la taxe sur la propriété foncière, ces mêmes provinces ont reçu respectivement 525 millions, 112 millions et 66 millions de dollars.

PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

Les recettes fédérales ont diminué de 15 % pour passer à 4,6 milliards de dollars et ainsi représenter 21 % des recettes totales pouvant être partagées en 1983, comparativement à 26 % l'année précédente. Cette diminution est surtout attribuable à la baisse des recettes tirées de la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN), qui sont passées de 1,2 milliard en 1982 à 0,8 milliard en 1983. Cette taxe avait été réduite afin de maintenir le rapport de 65 % entre les prix du pétrole et du gaz naturel à Toronto tout en permettant à la fois d'augmenter le prix à la tête de puits du gaz naturel. En outre, en décidant d'étendre la période de mise en veilleuse de la Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires, le gouvernement fédéral réduisait du même coup ses recettes. Par ailleurs, le gouvernement fédéral a versé 250 millions de dollars de plus en subventions du PESP en 1983.

L'augmentation des recettes tirées de l'impôt sur le revenu de sociétés, qui se sont accrues de 550 millions de dollars pour se chiffrer à 2,3 milliards, et de la TRPG a compensé en partie la baisse des revenus provenant d'autres sources de recettes fédérales.

---

(1) Les ressources d'autofinancement et les impôts calculés pour l'ensemble de l'industrie ont été obtenus par la pondération des données fournies à l'ASSP au moyen d'un coefficient dérivé du ratio entre la production totale du secteur en amont et la production comparable des sociétés déclarantes à l'ASSP en se fondant sur les résultats des petites sociétés pour calculer les données pour le reste de l'industrie.

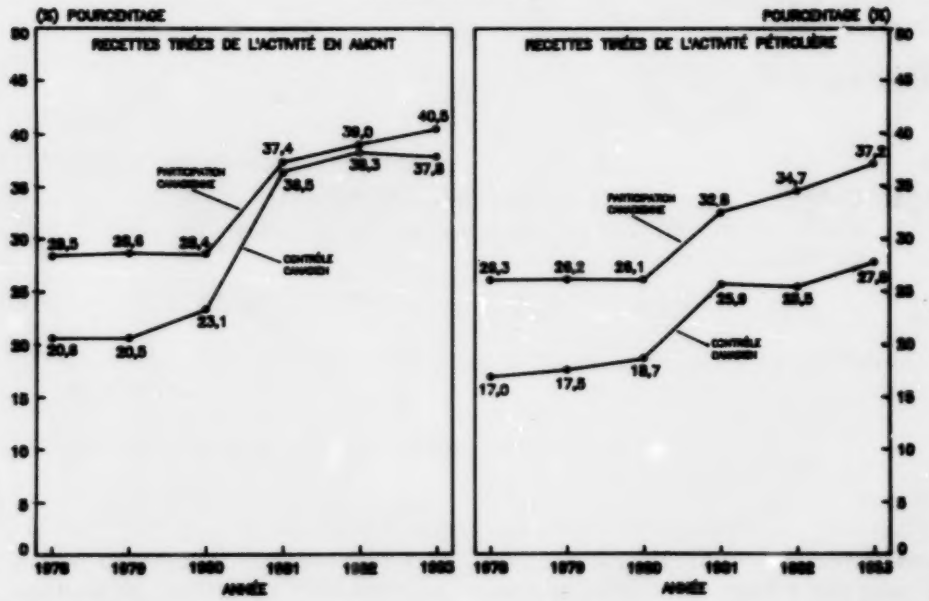
6 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

La participation canadienne de l'industrie pétrolière, calculée d'après les recettes tirées de l'activité en amont,[1] a augmenté de 1,5 point de pourcentage en 1983 pour atteindre 40,5 % (Graphique 8). Par contre, le contrôle canadien des recettes tirées de l'activité en amont a diminué de 0,5 point de pourcentage pour se situer à 37,8 % (Annexe B-15).

La participation et le contrôle canadiens en ce qui a trait à l'ensemble des recettes pétrolières des secteurs en amont et en aval ont augmenté respectivement de 2,5 et de 2,3 points de pourcentage en 1983 par rapport à 1982, pour passer à 37,2 % et à 27,8 % respectivement. L'Annexe B-15 donne les détails à ce sujet et indique les autres bases utilisées pour mesurer la participation et le contrôle.

L'augmentation de la participation canadienne aux recettes tirées de l'activité en amont en 1983 résulte en partie du fait que Canada Cities Service Ltd. a été prise en charge par Canadian Occidental Petroleum Ltd. Ces deux sociétés appartenaient en majorité à des intérêts étrangers, mais la Canadian Occidental Petroleum Ltd. a commencé à permettre à des Canadiens de participer à la propriété de la société prise en charge dans une proportion pouvant atteindre 50 %. Cette mesure a permis d'accroître la participation canadienne au sein des sociétés faisant rapport à l'ASSP, mais n'a pas modifié leur état de contrôle par des intérêts étrangers. L'augmentation de la participation canadienne aux recettes tirées de l'activité en amont tient d'autre part à l'achat par des Canadiens de portefeuilles d'actions qui, jusqu'ici, étaient détenues par des investisseurs étrangers. Quant à la diminution relative du contrôle canadien des recettes tirées de l'activité en amont, elle découle du fait que dans le secteur sous contrôle étranger, le taux de croissance des recettes tirées de l'activité en amont a été plus élevé que dans le secteur des sociétés sous contrôle canadien.

Graphique 8. PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE



(1) Dans son Programme énergétique national de 1980 (page 53), le gouvernement du Canada établissait un objectif de canadianisation selon lequel le taux de participation canadienne dans l'industrie pétrolière devait atteindre 50 % d'ici 1990. Les progrès réalisés en ce sens sont calculés d'après les recettes tirées de l'activité en amont.

Les prises en charge survenues en 1983 ont été le principal facteur de la hausse des taux de participation et de contrôle canadiens relativement aux recettes tirées de l'activité pétrolière. Les prises en charge ont compté pour une part de 1,9 % dans la hausse de 2,5 % au chapitre de la propriété canadienne et pour la totalité de l'augmentation de 2,3 % enregistrée au chaptire du contrôle canadien. En plus de la prise en charge qui a été signalée précédemment, Petro-Canada Inc. a acheté l'actif de B.P. Ltd. en 1983, ce qui a donné lieu à une forte augmentation du taux de contrôle des recettes pétrolières tirées de l'activité en aval, contrairement à la diminution de l'état de contrôle canadien des recettes tirées de l'activité en amont. La prise en charge par Petro-Canada de l'actif de B.P. Ltd. dans le secteur en aval a permis d'accroître le niveau de participation du secteur public canadien à l'industrie pétrolière, tout en réduisant la part des pays étrangers, autres que les États-Unis aux niveaux de la propriété et du contrôle des recettes tirées de l'activaté pétrolière (Tableau 10).

Tableau 10. PARTICIPATION ET CONTRÔLE PAR PAYS ET PAR SECTEUR[a]

	PARTICIPATION		CONTRÔLE	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
États-Unis	51,2	51,1	56,8	57,7
Autres pays	14,1	11,7	17,5	14,2
TOTAL - PAYS ÉTRANGERS	65,3	62,8	74,5	72,2
Secteur public canadien	8,8	11,5	9,3	11,6
Secteur privé canadien	25,9	25,7	16,2	16,2
TOTAL - CANADA	34,7	37,2	25,5	27,8

NOTA: (a) Calculées d'après les recettes tirées de l'activité pétrolière (en amont plus en aval) au moyen des données sur la participation recueillies jusqu'à la fin de 1983.

7 - STRUCTURE DU CAPITAL, DE 1980 À 1983[1]

CAPITAL UTILISÉ

Le total du capital utilisé dans l'industrie pétrolière au Canada s'est accru en 1983 pour atteindre 54,7 milliards de dollars (il s'établissait à 36 milliards de dollars trois ans auparavant). La dette à long terme, qui s'est accrue de 131 %, a représenté 12,4 milliards de dollars dans cette hausse du capital utilisé. L'avoir propre, pour sa part, a augmenté de 6,3 milliards de dollars, soit une hausse de 24 %. En 1983, la dette et l'avoir propre comptaient respectivement pour 40 % et 60 % dans la composition du capital de l'industrie, alors qu'en 1980, cette proportion était de 25 % et de 75 %.

Tableau 11. STRUCTURE DU CAPITAL PAR SECTEUR

	1980	1981	1982	1983	
	en milliards de $				%
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN					
Avoir propre - Actions privilégiées	2,8	3,1	3,5	3,9	12,7
- Actions ordinaires[a]	8,5	10,3	10,3	10,6	34,6
Avoir propre total	11,3	13,4	13,8	14,5	47,3
Dette à long terme	6,2	14,6	17,2	16,1	52,7
CAPITAL UTILISÉ[b]	17,5	28,0	31,0	30,6	100
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER					
Avoir propre - Actions privilégiées	1,0	0,9	0,8	0,7	3,2
- Actions ordinaires[a]	14,3	15,4	16,2	17,7	73,4
Avoir propre total	15,3	16,3	17,0	18,4	76,6
Dette à long terme	3,2	4,6	5,4	5,7	23,4
CAPITAL UTILISÉ[b]	18,5	20,9	22,4	24,1	100
TOTAL - INDUSTRIE					
Avoir propre - Actions privilégiées	3,8	4,0	4,3	4,6	8,5
- Actions ordinaires[a]	22,8	25,7	26,5	28,3	51,7
Avoir propre total	26,6	29,7	30,8	32,9	60,2
Dette à long terme	9,4	19,2	22,6	21,8	39,8
TOTAL - CAPITAL UTILISÉ[b]	36,0	48,9	53,4	54,7	100

NOTA: (a) Comprend les actions ordinaires, le surplus d'apport et les bénéfices non distribués.

(b) Ne comprend pas la participation minoritaire.

---

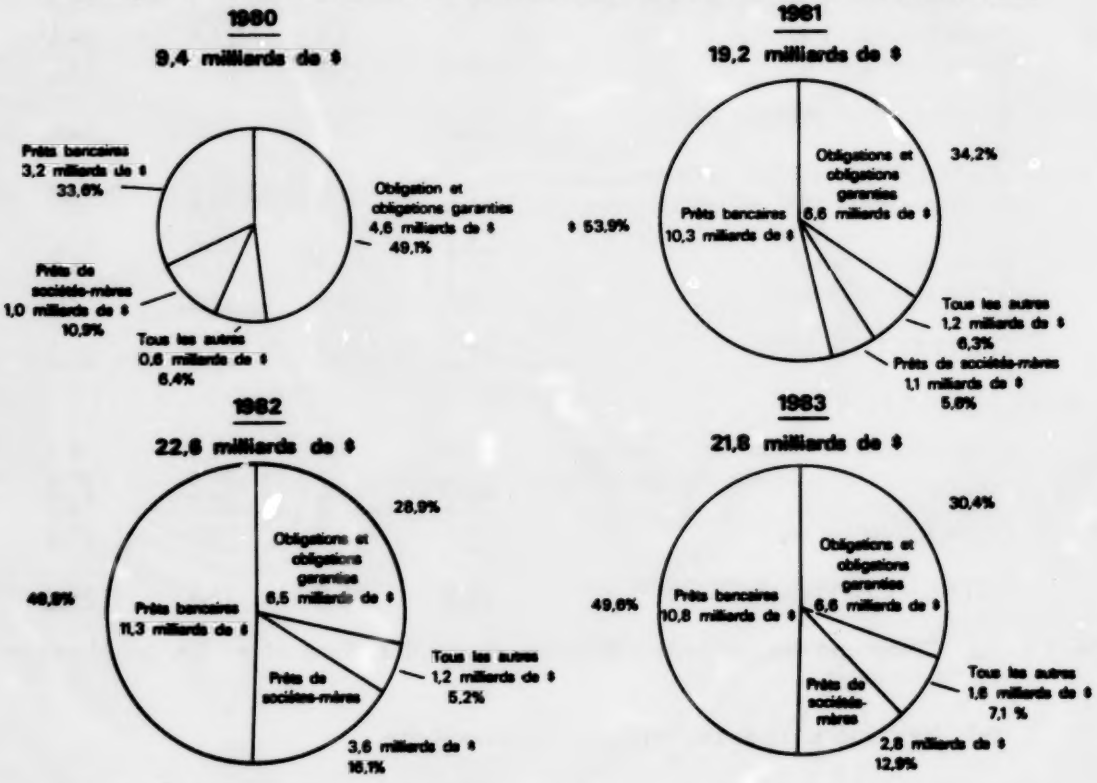
(1) Comme ce rapport présente pour la première fois les données complètes sur la structure de capital de l'industrie, il couvre la période de quatre ans pour laquelle les données conformes sont disponibles.

En 1983, les sociétés sous contrôle canadien détenaient 56 % du total de l'avoir propre et de la dette, soit une hausse par rapport aux 49 % enregistrés en 1980. Cette augmentation de 7 points de pourcentage tient pour une bonne part aux prises en charge de sociétés sous contrôle étranger par des sociétés sous contrôle canadien qui ont utilisé la dette à long terme pour financer ces opérations. Par conséquent, à la fin de 1983, la dette à long terme du secteur sous contrôle canadien représentait 53 % du capital utilisé, comparativement à 35% en 1980. Par contre, la dette des sociétés sous contrôle étranger équivalait en 1983 à 24 % du capital utilisé, soit une hausse par rapport aux 17 % de 1980.

DETTE À LONG TERME

Comme le montre le Graphique 9, la dette à long terme des sociétés pétrolières au Canada est passée de 9,4 milliards de dollars en 1980 à 21,8 milliards en 1983. Cette augmentation traduit le nombre considérable de prises en charge survenues dans l'industrie en 1981 et 1982.

Graphique 9. COMPOSITION DE LA DETTE À LONG TERME DE L'INDUSTRIE



Les prêts bancaires composant la dette à long terme ont augmenté plus que tous les autres types de prêts et ont représenté 50 % de la dette totale en 1983. Environ les deux tiers de la dette totale ont été contractés à des taux d'intérêt fluctuants, basés sur des taux préférentiels canadiens ou américains, ou sur le LIBOR*; par conséquent, les paiements d'intérêt liés à ces prêts ont varié conformément aux taux d'intérêt courants.

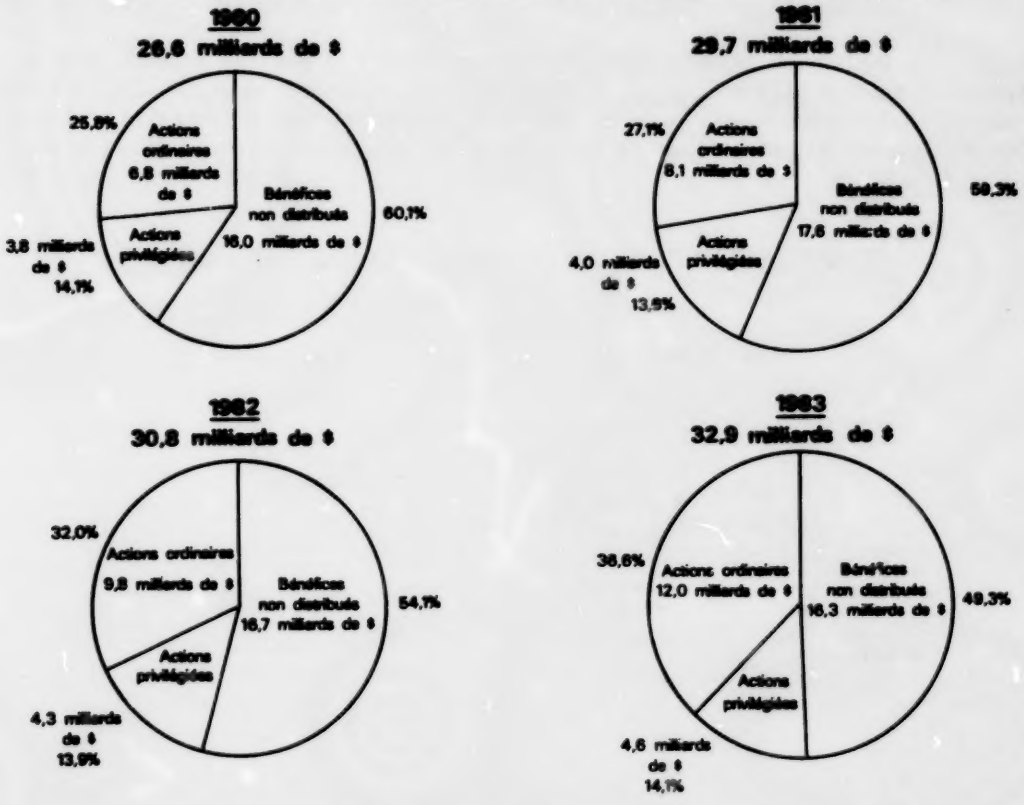
---

* LIBOR: London Interbank Offered Rate

AVOIR PROPRE

Le Graphique 10 montre que l'avoir propre de l'industrie pétrolière du Canada est passé de 26,6 milliards de dollars en 1980 à 32,9 milliards en 1983.

Graphique 10. COMPOSITION DE L'AVOIR PROPRE DE L'INDUSTRIE



Les actions ordinaires ont représenté la composante de l'avoir propre qui a augmenté le plus rapidement au cours de la période de 1980 à 1983; elles sont en effet passées de 26 % à 37 % de l'avoir propre global. Cette augmentation tient aux injections de capitaux de la part des détenteurs d'actions ordinaires et est en grande partie liée aux prises en charge. L'augmentation de l'avoir propre des actionnaires de 1982 à 1983 tient au fait que la diminution des bénéfices non distribués totaux a été plus que compensée par les capitaux investis sous forme d'actions ordinaires. Cette composante comprend également les actions ordinaires ayant une plus grande valeur au pair par suite de la capitalisation des bénéfices non distribués qui ont été affectés à la restructuration des sociétés.

En 1983, les bénéfices non distribués comptaient pour 49 % (16,3 milliards de dollars) de l'avoir propre de l'industrie, soit une baisse de 11 points de pourcentage par rapport à 1980. Cette diminution, en valeur absolue aussi bien que relative, est en grande partie imputable au rapatriement de fonds découlant de l'achat de sociétés sous contrôle étranger par des intérêts sous contrôle canadien. Pratiquement tous les bénéfices non distribués sont dévolus aux détenteurs d'actions ordinaires et, aux fins du Tableau 11, ont été ajoutés à la valeur des actions ordinaires afin d'obtenir la valeur totale des actions ordinaires.

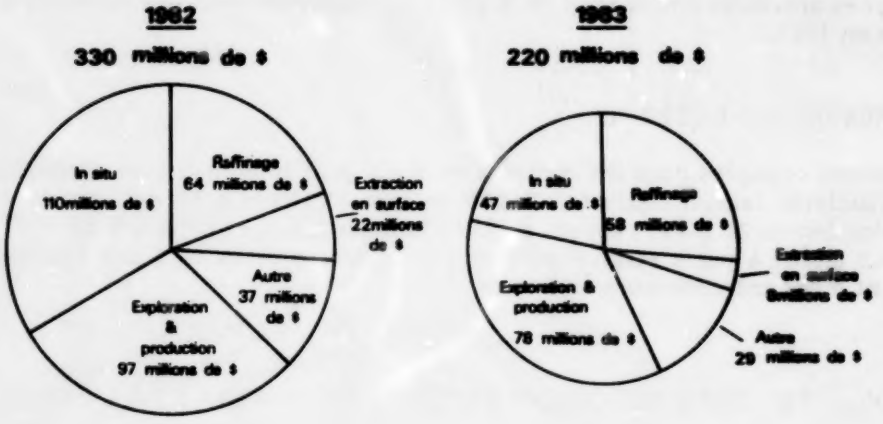
8 - ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

L'industrie pétrolière a consacré 276 millions de dollars à la recherche et développement en 1983, soit une diminution de 31 % par rapport à 1982[1]. Cette diminution tient au fait que les dépenses de R-D effectuées par les sociétés interrogées (les dépenses de R-D interne aussi bien que les dépenses liées aux travaux exécutés à contrat par d'autres sociétés) ont été moins élevées par rapport à l'année précédente.

DÉPENSES DE R-D INTERNE

Les sociétés faisant rapport à l'ASSP ont investi 220 millions de dollars dans la R-D interne en 1983, soit une diminution de 33 % (voir le Graphique 11). Il y a eu diminution des dépenses affectées à tous les types d'activité, mais particulièrement dans le cas des dépenses engagées dans la recherche sur le pétrole classique et le gaz naturel, de même que sur le pétrole in situ[2].

Graphique 11. DÉPENSES DE R-D INTERNE PAR ACTIVITÉ



(1) Ces données sont tirées des réponses données à deux questionnaires de Statistique Canada, l'un sur la recherche et le développement dans l'industrie canadienne et l'autre sur les dépenses de R-D énergétiques engagées par activité, qui ont été mis à la disposition de l'ASSP en vertu d'une entente établie conformément à la Loi sur a statistique. Quelques-unes des données peuvent avoir été comptées en double étant donné que les chiffres qui ont été communiqués au sujet de la R-D interne peuvent inclure les travaux à contrat effectués pour le compte d'autres sociétés pétrolières.

(2) En tout, 29 sociétés faisant rapport à l'ASSP, en majeure partie de grandes entreprises, ont communiqué leurs dépenses de R-D en 1983 comparativement à 36 l'année précédente. En 1982, l'industrie pétrolière a consacré 0,9 % du produit de ses ventes à des travaux de R-D interne, comparativement à une moyenne de 1,5 % pour toutes les autres industries non financières.

Dans leur rapport annuel, plusieurs sociétés ont fait état de l'achèvement, en 1983, de travaux relatifs à l'implantation de nouvelles installations de R-D. Imperial Oil Ltd., au cours du troisième trimestre de 1983, a terminé l'implantation à Sarnia d'un centre de recherche de 40 millions de dollars sur le traitement et les véhicules. Shell Canada Ltd. a inauguré officiellement à Calgary son Centre de recherche qui a demandé des investissements de 21 millions de dollars, et qui emploie 100 chercheurs en vue de la mise au point de techniques améliorées d'exploration et de production, de techniques de récupération assistée, et de méthodes d'extraction in situ du bitume des sables pétrolifères.

La majeure partie (93 %) des sommes affectées à des travaux de R-D interne a été fournie par les sociétés participantes. Le reste provenait de subventions fédérales et provinciales et d'allocations de sociétés affiliées. Ces allocations sont largement tributaires de l'octroi, par des sociétés-mères étrangères à des filiales canadiennes, de droits internationaux exclusifs sur les 'produits mondiaux' dans certains secteurs de technologie.

La majeure partie des travaux de R-D interne au Canada a été exécutée en Alberta et en Ontario; ces provinces ont engagé 53 % et 37 % respectivement des dépenses totales à ce chapitre en 1983.

DÉPENSES DE R-D EXTERNE

Les dépenses engagées dans les contrats de R-D, dans le domaine de l'énergie et autres, par des sociétés faisant rapport à l'ASSP se sont chiffrées à 56 millions de dollars, soit une diminution de 21 % par rapport à 1982 (Tableau 12). Les dépenses de R-D externe de 1983 sont allées à parts relativement égales à des sociétés et à des établissements au Canada et à des entrepreneurs étrangers.

Tableau 12. DÉPENSES DE R-D EXTERNE AU CANADA ET À L'ÉTRANGER

	AU CANADA		À L'ÉTRANGER		TOTAL	
ENTREPRENEUR	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	- - - - - - - - - en millions de $ - - - - - - - - - -					
Sociétés-mères et filiales	10	17	43(a)	27(a)	53	44
Autres sociétés	14	9	1	1	15	10
Établissements de recherche	3	2	-	-	3	2
TOTAUX	27	28	44	28	71	56

NOTA: (a) Ces chiffres incluent des dépenses de 34 millions de dollars et de 22 millions de dollars qui ont été consacrées à des technologies énergétiques en 1982 et 1983 respectivement. En ce qui concerne les travaux exécutés à contrat au Canada, on ne sait pas quelle est la part des dépenses consacrées à l'énergie.

9 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1979 À 1983

L'examen qui a été fait de l'activité de l'industrie pétrolière et gazière, échelonné sur cinq ans, constitue une base de comparaison de bon nombre de caractéristiques du rendement financier de cette industrie au cours de la période allant de 1979 à 1983. Pour que ceux qui utiliseront cet examen puissent avoir une meilleure perspective (en dépit des distortions provoquées par l'inflation), le Tableau 13 présente des données applicables à 90 sociétés faisant rapport à l'ASSP et pour lesquelles des statistiques sont disponibles pour toute la période visée. Les données détaillées de ces sociétés au titre de l'exploitation, qui représentent 97 % de la base des données de l'ASSP pour 1983, sont présentées aux tableaux 7 et 8 de l'Annexe C.

Tableau 13. RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1979 À 1983

	1979	1980	1981	1982	1983
	en milliards de $				
RECETTES					
Ensemble de l'activité[(a)]	33,6	42,4	50,8	53,4	56,0
En amont	12,7	16,1	16,7	20,6	23,3
En aval	18,6	23,5	29,0	28,9	29,1
BÉNÉFICES NETS					
Ensemble de l'activité[(a)]	3,6	4,7	3,2	1,7	1,4
En amont	2,4	2,9	1,7	1,9	2,4
En aval	1,0	1,5	1,4	0,4	(0,1)
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT					
Ensemble de l'activité[(a)]	7,3	9,6	8,2	7,2	8,3
En amont	5,1	6,7	5,2	5,7	7,1
En aval	1,6	2,0	2,1	1,2	0,8
DÉPENSES DE CAPITAL					
En amont	5,1	6,9	6,7	6,2	6,4
En aval	0,5	0,8	2,0	2,5	1,7
Autres	0,5	0,8	1,3	1,6	1,1
Total au Canada	6,1	8,4	9,9	10,3	9,2
Dépenses à l'étranger	0,7	1,2	1,7	1,1	0,7
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	6,8	9,6	11,6	11,4	10,0
PAIMENTS DE DIVIDENDES	0,8	0,9	1,1	1,1	1,2
	%				
RAPPORT DE RÉINVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR EN AMONT	99,0	102,8	113,8	84,3	68,1
DÉFLATEUR DES PRIX DE LA DNB	100,0	111,1	122,9	135,3	143,1

NOTA: (a) Comprend "l'activité autre au Canada" et l'activité à l'étranger.

TENDANCES PRINCIPALES

Comme la période de 1979 à 1983 a été marquée par un niveau d'inflation sans précédent en Amérique du Nord (ce que reflète le tableau 13 à la rubrique "déflateur des prix de la DNB"), toute comparaison facile aurait inévitablement pour effet de déformer les tendances indiquées. Par ailleurs, le rajustement des données pour tenir compte de l'inflation exige plus que la simple application de facteurs en dollars constants à la composante majeure des revenus et des coûts sans explications plus élaborées. Mais de telles précisions ne sauraient convenir dans le présent examen, et les auteurs n'ont pas tenté de les apporter.

Par conséquent, on s'est contenté de mentionner ci-après les seules tendances qu'il est possible d'analyser sans qu'elles ne soient déformées par l'inflation.

1) Les recettes se sont accrues de 67 % pour passer à 56 milliards de dollars de 1979 à 1983, c'est-à-dire qu'elles ont augmenté à un taux annuel moyen de 14 %, soit 4 % plus rapidement que le niveau général de l'inflation tel que mesuré au moyen du déflateur des prix de la DNB. La hausse des prix du pétrole et du gaz naturel à la tête de puits a contribué à l'augmentation des recettes du secteur en amont qui, du même coup, a contribué à l'augmentation des recettes globales.

2) Les bénéfices nets, qui ont atteint un sommet en 1980, représentant 11,1 % de l'ensemble des recettes, ont diminué constamment depuis pour ne représenter en 1983 qu'environ le quart de ce pourcentage, soit 2,6 % des recettes. Cette diminution dans la proportion des bénéfices nets par rapport aux recettes est en grande partie attribuable à la mise en vigueur de nouvelles taxes sur l'énergie, à la disparition des profits dans le secteur en aval et à la diminution de la valeur de l'actif. Les profits dans le secteur en amont qui représentaient 19 % des recettes en 1979, comptaient pour 10 % des recettes en 1983.

3) Les ressources d'autofinancement ont chuté fortement en tant que pourcentage des recettes; elles sont en effet passées de plus de 20 % en 1979 et 1980 à environ 15 % au cours des trois dernières années. En 1983, les ressources d'autofinancement dans le secteur en amont représentaient 31 % des recettes, comparativement à 40 % en 1979. Celles du secteur en aval ont chuté de façon précipitée depuis 1981, possiblement en raison de la forte concurrence des prix exercée en 1982 et 1983.

4) Les dépenses de capital ont atteint des sommets en 1981 et en 1982, surtout en raison des niveaux fortement élevés des dépenses dans le secteur en aval et à l'étranger. En 1983, cependant, ces dépenses ont diminué en raison de la fin des projets exécutés dans le secteur en aval et de l'arrêt des investissements à l'étranger. Toutefois, on ne saurait établir une relation entre d'une part le niveau des dépenses dans le secteur en amont et d'autre part le ralentissement de l'activité au titre de l'exploration et de la mise en valeur, puisque les coûts imputés sur les travaux de forage ont considérablement diminué dans la deuxième partie de la période de cinq ans sur laquelle porte cette analyse.

5) Le rapport de réinvestissement du secteur en amont a atteint en 1981 son plus haut niveau, soit 114 % des ressources d'autofinancement du secteur en amont, puis il a diminué constamment jusqu'à 68 % en 1983. Cette diminution est attribuable à l'augmentation des ressources d'autofinancement du secteur en amont, qui sont maintenant supérieures au niveau record de 1980, sans toutefois correspondre à l'augmentation des dépenses de capital.

6) Les paiements de dividendes ont augmenté constamment de 1979 à 1983 à un taux annuel de 13 %, ce qui correspond à une hausse de 4 % par année du pouvoir d'achat de 1979. Très récemment, l'augmentation des paiements de dividendes était surtout le résultat des paiements que les sociétés sous contrôle canadien ont effectués à l'égard des actions privilégiées.

ANNEXES

		Page
A	GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS	A-1
B	TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES	
1	Comparaison des données de l'ASSP aux données globales de l'industrie pour 1983	B-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	B-2
3	Prix du pétrole brut canadien, 1979 à 1983	B-3
4	Modifications apportées aux redevances d'indemnisation pétrolière et autres redevances semblables	B-4
5	Bénéfices nets par secteur et par segment	B-5
6	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôt	B-6
7	Ventilation des subventions du PESP par région et type de dépenses	B-7
8	Puits achevés et mètres de forage au Canada	B-8
9	Dépenses de capital en amont - terres provinciales	B-9
10	Dépenses d'exploration au Canada, par région	B-10
11	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-11
12	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-12
13	Paiements de dividendes	B-13
14	Taux de rendement	B-14
15	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et par type d'activité	B-15
16	Capital utilisé, par élément de capital	B-16
C	ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN	
1	État des revenus et dépenses	C-1
2	Sources et affectations de fonds	
3	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	C-5
4	Dépenses de capital par activité	C-6
5	Bilan	C-7
6	Volume et valeur de production	C-8
7	Coûts d'exploitation et redevances en amont	C-9
8	État des revenus et dépenses, 1979 à 1983	C-10
9	Sources et affectations des fonds, 1979 à 1983	C-11

GLOSSAIRE

Acquisition—acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans les rapports d'examen.

Activité autre au Canada—comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière.

Amortissement—sur une période de temps donnée, montant imputé à l'actif, autre que l'amortissement, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif, les sommes radiées de l'actif et les bénéfices non remis sur les investissements.

Autres affectations des fonds—comprend les applications comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés, et les investissements à long terme.

Autres sources de fonds—comprend les produits de la vente d'actifs ou les investissements à long terme, les paiements anticipés applicables à la production future.

Avoir propre—le valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis.

Capital utilisé—la valeur comptable de l'actif total moins le passif courant.

Contrôle canadien—en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions assorties du droit de vote sont détenues soit directement soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ces actions assorties du droit de vote sont détenues par des non-résidents.

Dépenses de capital—les investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p. ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation.

Dépenses de mise en valeur—ces dépenses comprennent le coût des forages et des achèvements de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées.

Dépenses de production—comprend les dépenses liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses.

Dépréciation—montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Ceci ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation pour fins d'impôt.

Dette à long terme—dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote.

Épuisement--montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt.

Extraction des ressources énergétiques--dépenses de capital associées à l'extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères).

Fonds de roulement--l'actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an).

Frais d'exploration--comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques, et les coûts des forages d'exploration. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les coffrages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place.

Frais d'exportation du pétrole--sont égaux à la différence entre le prix intérieur et le prix à l'exportation du pétrole brut lourd. Étant donné la faible capacité des raffineries de l'Ouest canadien pour le traitement du brut lourd, les volumes de brut lourd excédentaires aux besoins du Canada sont exportés. Le gouvernement fédéral partage les recettes tirées des frais d'exporation avec l'Alberta et la Saskatchewan selon les niveau d'exportation de chaque province.

Frais non monétaires--désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement.

Grandes sociétés--sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs en amont ou en aval des activités.

Impôt reporté--impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et des dépenses, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers.

Impôt sur le revenu courant--la partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport.

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructeuse--méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs.

Méthode de capitalisation du coût entier--méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts relativement importants sont capitalisés et imputés sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés.

Participation canadienne--la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue, soit directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens.

Petites sociétés--sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et qui ne font pas partie des sous-groupes de sociétés intégrées ou de grandes sociétés. Les activités en amont et en aval de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie.

Pétrole lourd non classique--désigne les gisements de pétrole lourd dont la densité est habituellement supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la densité est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3.

Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP)--le prix qui est appliqué à tout le pétrole classique provenant de gisements découverts après 1973, au pétrole supplémentaire récupéré selon des méthodes assistées (autres que l'injection d'eau), au pétrole supplémentaire obtenu grâce à tout projet nouveau ou accru de récupération par injection d'eau entrepris après le 30 juin 1983, au pétrole tiré de puits de remplissage forés, après le 30 juin 1983, par une entité pétrolière antérieure à l'établissement du PRNP au brut synthétique, au pétrole brut extrait des Terres du Canada, au pétrole tiré de puits en Saskatchewan produisant dix barils ou moins par jour et à tout le pétrole lourd provenant de la Saskatchewan. Le PRNP est plafonné à 100 % du prix international.

Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP)--prix spécial à la tête de puits pour le pétrole classique découvert après 1973, assujetti aux redevances provinciales établies selon les taux applicables au nouveau pétrole, mais non admissible au prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) avant le 1er juillet 1983. Comme annoncé dans la Mise à jour du PEN, le PSAP a été établi à 75 % du prix mondial au 1er juillet 1983, au pétrole admissible au PSAP.

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP)--des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. C'est le gouvernement de l'Alberta qui administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province, et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, qui finance et administre le programme ailleurs au Canada.

Rapport d'endettement--rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis). Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "dettes à long terme").

Redevance d'exportation sur le pétrole—le pétrole brut et les hydrocarbures équivalents et les produits pétroliers tels que l'essence, les distillats moyens, le mazout lourd et le pétrole partiellement traité, sont assujettis à une redevance d'exportation. Seules les quantités de pétrole brut et de produits pétroliers jugées excédentaires aux besoins canadiens prévus pour un avenir prochain sont exportées. Depuis le 1er novembre 1980, les provinces productrices reçoivent 50 % des recettes tirées des redevances d'exportation sur le pétrole brut et des hydrocarbures équivalents.

Redevance d'indemnisation pétrolière (RIP)—taxe imposée aux raffineries par le gouvernement du Canada. Les fonds provenant de cette taxe sont utilisés pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole, pour payer les coûts plus élevés de la production qui est admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et pour payer la livraison de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et certains échanges de brut entre le Canada et les États-Unis.

Ressources d'autofinancement—comprend le revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés.

Sables pétrolifères—désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la densité est habituellement supéreure à 985 kg/m^3. Les gisements et l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada.

Secteur en amont—activités et travaux liés à la recherche, à l'exploration, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique.

Secteur en aval—comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques.

Sociétés intégrées—toutes les sociétés sous contrôle étranger dont les activités en amont et en aval représentent plus de 1 % des recettes totales de l'industrie. De plus, chacune d'elle possède d'importants services de production, de commercialisation et de distribution de produits raffinés.

Sources externes de fonds—sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre.

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN)—taxe fédérale imposée sur le gaz naturel pour pipeline et les liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables. Ce gaz naturel commercialisable comprend le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz mais exclut le gaz réinjecté dans un réservoir. Les liquides de gaz naturel incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz.

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)—taxe de 16 % imposée sur les recettes de production après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et une provision pour ressource de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets de récupération tertiaire admissibles du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982, et ce jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. De plus, les sociétés peuvent recevoir un crédit de 250 000 $ pour les montant qu'elles doivent payer au titre de la TRPG.

Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS)/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources (TRSR)—la TRPS est une taxe fédérale imposée à un taux de 50 % des recettes supplémentaires sur l'ancien pétrole, déduction faite des redevances supplémentaires qui y sont associées. Les recettes supplémentaires désignent l'écart entre les recettes réelles tirées de la production et les recettes qui auraient été réalisées si les prix prévus au PEN étaient toujours en vigueur. Les redevances supplémentaires, qui n'incluent pas les redevances de la Couronne, sont assujetties à la TRPS, également à un taux de 50 %. Le revenu assujetti à la TRPS ou à la TRSR n'est pas imposable. Les deux taxes ont été provisoirement levées, le 1er juin 1982. Leur perception devrait reprendre le 1er juin 1984.

Terres du Canada—les zones du Canada à l'extérieur des limites provinciales.

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP AUX DONNÉES GLOBALES DE L'INDUSTRIE POUR 1983

	ASSP	Estimations globales de l'industrie	Colonne 1 exprimée en pourcentage de le colonne 2
	-- en millions de $ --		(%)
DÉPENSES EN AMONT AU CANADA			
Exploration (y compris terres)	4 223	4 635[(a)]	91
Mise en valeur et production	2 392	2 823[(a)]	85
TOTAL - Exploration, Mise en valeur et production (au Canada)	6 615	7 458[(a)]	89
Subventions du PESP	1 505	1 620	93
TRPG	1 884	1 940	97
RECETTES DE PRODUCTION EN AMONT	22 656	24 321[(b)]	93
STATISTIQUES DE PRODUCTION			
Pétrole brut et liquides (milliers de m^3 par jour)	236	265[(b)]	89
Gaz naturel commercialisable (millions de m^3 par jour)	151	178[(b)]	85

NOTA: (a) SOURCE: Statistique Canada 26-213 Dépenses nettes de l'industrie pétrolière en 1983. Les chiffres de Statistique Canada applicables aux dépenses de capital proviennent de plus de 400 sociétés déclarantes, contre environ 100 sociétés pour l'ASSP.

(b) SOURCE: Statistique Canada 26-006 Production de pétrole brut et de gaz naturel.

Annexe B-2

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

		1982	1983	Augmentation (Diminution)
		(en milliers de m^3/jour)		(%)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]				
Production[c]	- Pétrole brut	217	230	6
	- Liquides de gaz naturel	43	45	5
	- PRODUCTION TOTALE	260	275	6
Exportations nettes[d]				
	- Pétrole brut	(20)	8	-
	- Liquides de gaz naturel	27	21	(22)
	- Produits raffinés	7	11	57
	- TOTAL DES EXPORTATIONS NETTES	14	41	193
Consommation	- Liquides de gaz naturel	13	17	33
	- Produits raffinés	246	228	(7)
	- TOTAL DE LA CONSOMMATION	259	245	(5)
GAZ NATUREL		(en millions de m^3/jour)		(%)
Production		190	179	(6)
Exportations nettes		61	55	(9)
Consommation		126	124	(2)

NOTA: (a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses, c'est-à-dire les gouvernements provinciaux, Énergie, Mines et Ressources Canada et Statistique Canada. L'industrie n'a pas fourni de données sur sa propre consommation (p. ex., combustibles de raffinerie) ni sur les variations des stocks.

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz.

(c) Comprend la production des raffineries.

(d) Exportations nettes de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits raffinés. En gros, les importations pétrolières (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) de 1982 et 1983 ont atteint respectivement 54 000 et 39 000 m^3/jour (339 000 et 245 000 b/jour), ou 21 % et 16 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

PRIX DU PÉTROLE BRUT CANADIEN : 1979-1983

	Prix à la tête de puits		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances[a]		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	($/baril)	($/m^3)	($/baril)	($/m^3)	($/baril)	($/m^3)	($/baril)	($/m^3)
1979								
31 déc.	13,75	86,53	0,85	5,35	14,60	91,88	15,65	98,49
1980								
1er janv.	14,75	92,83			15,60	98,18	16,65	104,78
1er avril			1,00	6,29	15,75	99,12	16,80	105,72
12 juil.			1,75	11,01	16,50	103,84	17,73	111,57
1er août	16,75	105,41			18,50	116,42	19,73	124,16
1er nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981								
1er janv.			5,05	31,77	21,80	137,18	23,07	145,18
1er janv.	17,75	111,70			22,80	143,47	24,07	151,47
3 mars			5,80	36,52	23,55	148,22	25,01	157,39
1er mai			6,95	43,77	24,70	155,47	26,16	164,62
3 juin			8,05	50,66	25,80	162,36	27,26	171,51
3 juin			9,30	58,53	27,05	170,23	28,51	179,41
1er juil.	18,75	117,99			28,05	176,52	29,52	185,77
22 sept.					28,05	176,52	29,51	185,71
1er oct.	21,25	133,73			30,55	192,26	32,02	201,50
1er déc.			7,45	46,89	28,70	180,62	30,24	190,30
1982								
1er janv.	23,50	147,89			30,95	194,78	32,54	204,77
1er juil.	25,75	162,05			33,20	208,94	34,90	219,63
1983								
1er janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,40	229,06
30 juin	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,47	229,51
1er sept.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,40	229,06
1er déc.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,42	229,17

NOTA: (a) Voir Annexe B-4 pour les détails concernant ces redevances.

(b) Les frais de collecte et de transport constituent la différence entre le prix pondéré du pétrole brut canadien excluant les frais de transport et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 11,06 $/m^3 (1,76 $/baril) en décembre 1983.

Annexe B-4

MODIFICATIONS APPORTÉES À LA REDEVANCE D'INDEMNISATION PÉTROLIÈRE ET AUX REDEVANCES SEMBLABLES

	Type de modification	Montant		Niveau de toutes les redevances	
		($/baril)	($/m^3)	($/baril)	($/m^3)
1980					
le 1er avril	augmentation de la RIP	0,15	0,94	1,00	6,29
le 2 juillet	augmentation de la RIP	0,75	4,72	1,75	11,01
le 1er novembre	augmentation de la RIP	0,80	5,03	2,55	16,04
1981					
le 1er janvier	augmentation de la RIP	2,50	15,73	5,05	31,77
le 3 mars	imposition de la RIS	0,75	4,75	5,80	36,52
le 1er mai	imposition de la RSPC	1,15	7,25	6,95	43,77
le 3 juin	augmentation de la RIS	1,10	6,89	8,05	50,66
le 3 juin	augmentation de la RIP	1,25	7,87	9,30	58,53
le 22 septembre	abolition de la RIS	(1,85)	(11,64)		
	augmentation de la RIP	1,85	11,64	9,30	58,53
le 30 novembre	diminution de la RIP	(1,85)	(11,64)	7,45	46,89
1982	aucune modification	-	-	7,45	46,89
1983					
le 1er janvier	diminution de la RIP	(2,54)	(16,00)	4,91	30,89

NOTA: RIP Redevance d'indemnisation pétrolière

RIS Redevance d'indemnisation spéciale

RSPC Redevance spéciale de participation canadienne

BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR ET PAR SEGMENT

	1982	1983	Augmentation (Diminution)	
	---- en millions de $ ----			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
En Amont	718	275	(443)	(62)
En Aval	27	(45)	(72)	-
Autres[a]	(610)	(810)	(201)	-
Total, sous contrôle canadien	135	(580)	(715)	-
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
En Amont	1 236	2 154	918	74
En Aval	351	(15)	(366)	-
Autres[a]	(54)	(69)	(15)	-
Total, sous contrôle étranger	1 533	2 070	538	35
TOTAL POUR L'INDUSTRIE				
En Amont	1 954	2 429	475	24
En Aval	378	(59)	(437)	-
Autres[a]	(664)	(879)	(215)	-
TOTAL POUR L'INDUSTRIE	1 668	1 490	(178)	(11)

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et de l'activité autre au Canada.

Annexe B-6

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊTS AU REVENU AVANT IMPÔT[a]

	(1) Revenu avant Impôts	(2) Frais d'intérêts subis	(3) Rapport de la colonne (2) à la colonne (1)
	--- en millions de $ ---		(%)
Sociétés intégrées	3 337	478	14
Grandes sociétés			
Sous contrôle canadien	1 298	1 434	111
Sous contrôle étranger	1 607	43	3
Petites sociétés			
Sous contrôle canadien	902	763	85
Sous contrôle étranger	394	220	56
TOTAL - INDUSTRIE	7 537	2 938[b]	39
Sous contrôle canadien	2 200	2 197	100
Sous contrôle étranger	5 337	741	14

NOTA: (a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu avant impôts tiré de l'ensemble des activités et les intérêts imputés aux dépenses, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêts subis (ceux-ci étant les frais d'intérêts imputés aux dépenses et les frais d'intérêts capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 2 à la colonne 1.

(b) En plus de 2,4 milliards de dollars de frais d'intérêts imputés en 1983, il y a eu capitalisation de 502 millions de dollars (presque entièrement attribuables aux sociétés sous contrôle canadien).

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP SELON LES RÉGIONS ET LES TYPES DE DÉPENSES

	Exploration	Dévelopment et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	---------- en millions de $ ----------				
Colombie-Britannique					
1982	26	5	31	31	-
1983	14	2	16	16	-
Alberta					
1982	192	75	267	267	-
1983	165	77	242	242	-
Saskatchewan					
1982	3	6	9	9	-
1983	12	9	21	21	-
Autres provinces					
1982	3	3	7	7	-
1983	5	1	5	5	-
Mer de Beaufort					
1982	501	-	501	469	32
1983	434	-	434	402	32
Est du Labrador					
1982	196	-	196	168	28
1983	358	-	358	314	44
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1982	212	-	212	189	23
1983	351	-	351	312	39
Autres Terres du Canada					
1982	64	1	64	51	13
1983	79	-	79	72	7
TOTAL					
1982	1 197	90	1 287	1 191	96
1983	1 417	89	1 505	1 383	122

NOTA: Les subventions PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada exécute le Programme dans le reste du Canada.

Annexe B-8

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

	FORAGE EXPLORATOIRE			MISE EN VALEUR		
	1982	1983	Augmentation (Diminution) (%)	1982	1983	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS (nombre de puits)						
Colombie-Britannique	62	26	(58)	43	42	(2)
Alberta	1 643	1 480	(10)	3 099	3 300	6
Saskatchewan	348	493	42	413	1 263	206
Autres provinces	126	101	(20)	216	293	36
Le Nord du Canada[a]	15	12	(20)	7	31	343
Au large[b]	6	23	283	-	-	-
TOTAL	2 200	2 135	(3)	3 778	4 929	30
MÈTRES DE FORAGE (milliers)						
Colombie-Britannique	139	57	59	70	65	(7)
Alberta	2 278	2 332	2	2 876	3 792	32
Saskatchewan	301	471	56	348	1 125	223
Autres provinces	103	89	(14)	151	227	50
La Nord du Canada[a]	52	29	(44)	5	25	400
Au large[b]	29	103	255	-	-	-
TOTAL	2 902	3 081	6	3 450	5 234	52

NOTA: (a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60e parallèle, y compris la baie d'Hudson.

(b) Les régions situées au large des côtes est et ouest.

SOURCE: Oil Week, 6 février 1984.

DÉPENSES DE CAPITAL EN AMONT - TERRES PROVINCIALES[a]

	Exploration[b]		Mise en valeur[b]		Production[c]	
	1982	1983	1982	1983	1982	1983
	---------- en millions de $ ----------					
Colombie-Britannique	173	133	39	20	27	15
Alberta	1 700	1 722	839	778	1 242	753
Saskatchewan	71	174	50	70	77	83
Autres provinces	42	36	13	14	11	5
TOTAL - PROVINCES	1 986	2 066	941	882	1 357	856

NOTA: (a) Les dépenses relatives au pétrole lourd non classique et aux sables bitumineux ne sont pas incluses.

(b) Comprend les subventions PESP et les frais généraux capitalisés.

(c) Comprend les frais généraux capitalisés.

Annexe B-10

DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA, PAR RÉGION[a]

	1982	1983	Augmentation (Diminution)
	- en millions de $ -		(%)
PROVINCES[b]	1 986	2 066	4
TERRES DU CANADA			
Mer de Beaufort	773	770	-
Est du Labrador	377	634	68
Bassin de Sverdrup	59	86	47
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	329	597	81
Total - Terres du Canada	1 615	2 158	34
TOTAL - CANADA	3 601	4 223	17

NOTA: (a) Comprend les subventions PESP et les frais généraux capitalisés.

(b) L'annexe B-9 donne la ventilation des dépenses d'exploration par province.

DÉPENSES DE CAPITAL EXPRIMÉES EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

	En Amont[a]		Liées au pétrole[b]	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
Sociétés intégrées	72	58	106	87
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	89	78	105	85
Sous contrôle étranger	64	54	64	54
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	128	90	158	112
Sous contrôle étranger	199	94	196	93
TOTAL - INDUSTRIE	86	69	106	84
Sous contrôle canadien	98	81	117	91
Sous contrôle étranger	78	60	101	79

NOTA: (a) Dépenses de capital en amont (non compris les subventions PESP et autres subventions) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement en amont.

(b) Dépenses de capital (en amont et en aval) liées au pétrole et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

Annexe B-12

DÉPENSES DE CAPITAL ET INVESTISSEMENTS DANS LES STOCKS EXPRIMÉS EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

	INVESTISSEMENTS NETS DANS LES STOCKS	
	Non compris	Compris
	(%)	(%)
Sociétés intégrées	98	90
Grandes sociétés		
Sous contrôle canadien	104	92
Sous contrôle étranger	61	62
Petites sociétés		
Sous contrôle canadien	155	151
Sous contrôle étranger	96	96
TOTAL - INDUSTRIE	101	94
Sous contrôle canadien	121	110
Sous contrôle étranger	88	83

NOTA: L'ASSP obtient la valeur totale des stocks pour la société. Les chiffres de la première colonne permettent de comparer les dépenses totales de capital (non compris le PESP), sans les investissements dans les stocks, aux ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités. La seconde colonne fait ressortir l'effet que l'on obtient sur le ratio des investissements en incluant dans les dépenses de capital les investissements nets dans les stocks.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

	1982	1983	Pourcentage du revenu net (a) 1982	1983
	- en millions de $ -		(%)	
Sociétés intégrées	640	622	56	46
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	321	404	454	**
Sous contrôle étranger	61	112	14	17
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	70	74	108	75
Sous contrôle étranger	21	20	**	27
TOTAL - INDUSTRIE	1 113	1 232	67	83
Sous contrôle canadien	391	478	289	**
Sous contrôle étranger	722	754	47	36

NOTA: (a) Obtenu en divisant les dividendes payés par chaque groupe de sociétés par le revenu net pour l'ensemble des activités (Annexe C, Tableau 1). Les pourcentages ne sont pas indiqués pour les groupes qui ont déclaré des pertes d'exploitation (les astérisques remplacent alors le chiffre).

Annexe B-14

TAUX DE RENDEMENT

AVOIR DES ACTIONNAIRES[a]	1979	1980	1981	1982	1983
			(%)		
Secteur manufacturier	17,6	14,0	11,4	4,3	9,5
Secteur minier	21,8	18,7	8,3	(1,2)	1,3
Autres industries non financières	13,8	13,2	12,2	8,9	11,3
TOTAL - INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (sauf le secteur pétrolier)	16,8	14,4	11,2	5,2	9,1
Secteur pétrolier	20,6	20,0	11,0	7,6	9,5

CAPITAL UTILISÉ[b]	1979	1980	1981	1982	1983
			(%)		
Secteur manufacturier	12,9	10,6	9,1	5,0	7,9
Secteur minier	15,5	13,6	6,6	2,5	2,0
Autres industries non financières	9,2	9,1	8,8	7,3	8,5
TOTAL - INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (sauf le secteur pétrolier)	11,7	10,3	8,7	5,4	7,4
Secteur pétrolier	13,3	13,1	7,9	6,2	6,7

SOURCE: Statistique Canada 61-003, Trimestriel des sociétés industrielles.

NOTA: (a) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme étant le profit net après impôts divisé par la valeur nette. Il sert à mesurer le taux de rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés différentes par le type et par la taille.

(b) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les données des bénéfices nets utilisées pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été rajustées par l'addition du coût de l'intérêt, après impôts, sur les emprunts.

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS ET TYPE D'ACTIVITÉ

	PARTICIPATION		CONTRÔLE	
	1982	1983	1982	1983
	(%)		(%)	
RECETTES LIÉES AU PÉTROLE[a]				
Sociétés intégrées	21,7	21,5	0,0	0,0
Grandes sociétés (b)	57,7	62,5	71,3	72,0
Petites sociétés (b)	56,5	57,6	64,7	66,7
TOTAL - INDUSTRIE	34,7	37,2	25,5	27,8
RECETTES EN AMONT				
Sociétés intégrées	21,0	21,0	0,0	0,0
Grandes sociétés (b)	49,2	52,5	62,8	61,8
Petites sociétés (b)	55,0	55,6	63,6	65,1
TOTAL - INDUSTRIE	39,0	40,5	38,3	37,8
AUTRES BASES DE MESURE				
Recettes				
Gaz naturel	42,8	42,8	46,4	43,9
Pétrole brut	35,5	38,6	31,2	33,0
En Aval	31,6	34,5	16,1	19,8
Dépenses d'exploration	57,7	61,5	62,2	65,2
Total - Actif	50,9	52,5	56,4	54,9

NOTA: (a) Somme des recettes en amont et en aval.

(b) Comprend les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger.

Annexe B-16

CAPITAL UTILISÉ, PAR ÉLÉMENT DE CAPITAL

	1980			1981		
	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total
	en millions de $					
DETTE À LONG TERME						
Obligations, obligations garanties, etc.	2 990	1 640	4 630	4 160	2 390	6 550
Part des sociétés-mères	100	930	1 030	-	1 080	1 080
Prêts bancaires	2 880	290	3 170	9 650	680	10 330
Autres	260	340	600	800	410	1 210
Total de la dette à long terme	6 230	3 200	9 430	14 610	4 560	19 170
PARTICIPATION MINORITAIRE	240	190	430	1 160	200	1 360
AVOIR PROPRE						
Actions privilégiées	2 770	980	3 750	3 140	890	4 030
Actions ordinaires						
Valeur	3 000	2 950	5 950	3 420	3 020	6 440
Bénéfices non distribués	5 190	10 770	15 960	5 730	11 900	17 630
Surplus d'apport	320	570	890	1 100	530	1 630
Valeur totale des actions ordinaires	8 510	14 290	22 800	10 250	15 450	25 700
Valeur totale de l'avoir propre	11 280	15 270	26 550	13 390	16 340	29 730
TOTAL - CAPITAL UTILISÉ	17 750	18 660	36 410	29 160	21 100	50 260
DETTE À LONG TERME SELON LE TAUX D'INTÉRÊT						
Fluctuant (préférentiel ou Libor)	4 710	610	5 320	11 010	1 140	12 150
Fixe	1 520	2 590	4 110	3 600	3 420	7 020

* Libor: London Interbank Offered Rate
(Taux des prêts à six mois en Eurodollars entre banques de première catégorie à Londres).

Appendix B-16
(suite à la prochaine page)

CAPITAL UTILISÉ, PAR ÉLÉMENT DE CAPITAL

	1982			1983		
	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total
	en millions de $					
DETTE À LONG TERME						
Obligations, obligations garanties, etc.	3 540	2 970	6 510	3 750	2 880	6 630
Part des sociétés-mères	2 520	1 110	3 630	2 030	770	2 800
Prêts bancaires	10 300	950	11 250	9 520	1 270	10 790
Autres	810	360	1 170	830	730	1 560
Total de la dette à long terme	17 170	5 390	22 560	16 130	5 650	21 780
PARTICIPATION MINORITAIRE	620	210	830	500	10	510
AVOIR PROPRE						
Actions privilégiées	3 500	780	4 280	3 880	750	4 630
Actions ordinaires						
Valeur	5 020	2 900	7 920	6 380	3 630	10 010
Bénéfices non distribués	3 980	12 730	16 710	2 920	13 330	16 250
Surplus d'apport	1 330	610	1 940	1 310	730	2 040
Valeur totale des actions ordinaires	10 330	16 240	26 570	10 610	17 690	28 300
Valeur totale de l'avoir propre	13 830	17 020	30 850	14 490	18 440	32 930
TOTAL - CAPITAL UTILISÉ	31 620	22 620	54 240	31 120	24 100	55 220
DETTE À LONG TERME SELON LE TAUX D'INTÉRÊT						
Fluctuant (préférentiel ou Libor)	11 720	1 610	13 330	12 260	2 290	14 350
Fixe	5 450	3 780	9 230	4 070	3 360	7 430

* Libor: London Interbank Offered Rate
(Taux des prêts à six mois en Eurodollars entre banques de première catégorie à Londres).

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES

	ACTIVITES AMONT 1982 (MILLIONS $)	ACTIVITES AMONT 1983 (MILLIONS $)	AMONT VARIA. (%)	ACTIVITES AVAL 1982 (MILLIONS $)	ACTIVITES AVAL 1983 (MILLIONS $)	AVAL VARIA. (%)	AUTRES ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	AUTRES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	AUTRES ACTIVITES VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1982 (MILLIONS $)	ACTIVITES ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	ETRANGERES VARIA. (%)	TOTAL DES ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	TOTAL DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	TOTAL DES ACTIVITES VARIA. (%)
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE															
RECETTES TOTALES	20983	23656	12.7	29805	29256	0.9	2402	2056	-14.3	1532	1527	-0.3	53921	56497	4.8
TRPG ET TCNLG ET TRPS	1952	2023	3.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1952	2023	3.6
RIP	0	0	-	3588	2317	-35.4	0	0	-	0	0	-	3588	2317	-35.4
REDEVANCES ET TAXES	5607	6078	8.4	1953	2611	3.0	0	2	-	160	51	-68.4	7721	8141	5.5
REC.NETTES APRES REDEV	13424	15555	15.9	23463	24928	6.2	2401	2056	-14.4	1371	1476	7.7	40661	44015	8.3
FRAIS D'INTERETS	1563	1412	-9.6	211	217	3.3	731	677	-7.4	154	129	-16.3	2658	2436	-8.4
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	3552	3687	3.8	17438	18835	8.0	1123	821	-26.8	482	370	-23.2	22595	23714	5.0
E.N. IMPUTEES A L'EXPL	1945	859	-17.8	0	0	275.0	71	49	-31.3	26	15	-44.0	1142	923	-19.2
DEPRECIATION	538	682	26.8	429	558	30.1	170	189	10.9	146	115	-21.1	1283	1544	20.4
EPUISEMENT	820	1065	29.9	0	0	-	3	5	47.7	220	235	6.8	1044	1305	25.1
AMORTISSEMENT	410	1041	154.0	24	47	98.2	-76	527	-	517	239	-53.8	875	1854	112.0
FRAIS NON NOM. & E.N.P	2813	3647	29.7	453	685	33.7	168	769	358.1	910	684	-33.6	4343	5626	29.5
AUTRES FRAIS	679	586	-13.7	4828	5516	14.5	862	580	-32.7	148	456	208.8	6508	7138	9.7
REVENU AVANT IMPOTS	4818	6223	29.2	542	-246	-145.4	-482	-792	-64.2	-322	-84	74.0	4556	5101	12.0
IMPOTS COURANTS	1836	2614	42.3	-229	-424	-85.0	-144	-84	41.7	135	117	-12.9	1598	2223	39.1
REV. APRES IMP. COUR.	2982	3609	21.0	771	177	-77.0	-338	-708	-109.6	-457	-201	56.0	2959	2878	-2.7
IMPOTS REPORTES	1028	1181	14.8	394	237	-39.8	-65	-83	-26.9	-66	53	180.6	1291	1388	7.5
REVENU NET APRES IMPOT	1953	2429	24.3	378	-59	-115.7	-272	-625	-129.4	-391	-254	35.0	1668	1490	-10.7
LIQUIDITES	5795	7257	25.2	1224	783	-36.1	-170	61	136.2	452	483	-10.9	7302	8504	16.5
SOCIETES INTEGREES(TOUTES SOUS CONTROLE ETRANGER)															
RECETTES TOTALES	8287	9383	14.0	23640	22826	-3.4	333	404	21.4	24	20	-16.9	32284	32684	1.2
TRPG ET TCNLG ET TRPS	844	872	3.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	844	872	3.3
RIP	0	0	-	3169	1914	-39.6	0	0	-	0	0	-	3169	1914	-39.6
REDEVANCES ET TAXES	2387	2641	10.6	1581	1528	-3.4	0	2	-	0	0	-	3969	4171	5.1
REC.NETTES APRES REDEV	4976	5848	17.4	18889	19384	2.6	333	403	20.8	24	20	-16.9	24222	25647	5.9
FRAIS D'INTERETS	51	57	10.7	114	124	8.8	229	275	20.1	4	4	-9.9	398	459	15.4
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	1468	1433	-2.4	14824	15012	1.3	161	189	17.9	4	3	-24.2	16456	16636	1.1
E.N. IMPUTEES A L'EXPL	656	575	-12.4	0	0	-	59	35	-39.6	2	0	-91.7	717	611	-14.9
DEPRECIATION	182	195	7.2	291	330	13.3	36	51	41.5	1	1	-1.7	510	577	13.1
EPUISEMENT	77	81	4.7	0	0	-	1	0	-37.5	0	0	-	78	81	4.4
AMORTISSEMENT	183	235	28.7	3	41	-	-4	-26	-	-6	-2	68.7	176	249	41.5
FRAIS NON NOM. & E.N.P	1398	1886	-1.1	295	371	26.1	91	61	-32.9	-3	-1	66.8	1481	1818	2.5
AUTRES FRAIS	145	89	-39.1	3218	4038	25.5	67	38	-43.6	0	0	-35.1	3422	4156	21.4
REVENU AVANT IMPOTS	2213	3176	43.5	447	-133	-134.2	-214	-168	25.1	19	14	-25.4	2465	2878	16.8
IMPOTS COURANTS	1094	1582	44.7	-288	-437	-56.2	-122	-39	67.8	3	4	19.8	696	1111	59.6
REV. APRES IMP. COUR.	1119	1593	42.4	727	284	-60.9	-92	-121	-31.2	15	10	-32.8	1768	1767	-0.1
IMPOTS REPORTES	282	167	-40.9	398	388	-25.1	-39	-42	-6.5	0	0	-	633	425	-32.8
REVENU NET APRES IMPOT	836	1426	70.5	356	-16	-104.8	-53	-79	-49.5	15	10	-32.8	1135	1341	18.2
LIQUIDITES	2217	2679	20.9	1021	656	-35.8	-1	-68	-	13	9	-26.3	3250	3284	1.1

Annexe C-1

Annexe C-2

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES

	ACTIVITES AMONT (MILLIONS $)			ACTIVITES AVAL (MILLIONS $)			AUTRES ACTIVITES (MILLIONS $)			ACTIVITES ETRANGERES (MILLIONS $)			TOTAL DES ACTIVITES (MILLIONS $)		
	1982	1983	VARIA. (%)	1982	1983	VARIA. (%)	1982	1983	VARIA. (%)	1982	1983	VARIA. (%)	1982	1983	VARIA. (%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	3707	4145	11.8	661	637	-3.7	96	102	6.5	141	134	-5.3	4605	5018	9.0
TRPS ET TGNLS ET TRPS	383	363	2.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	383	363	2.7
RIP	0	0	-	20	24	21.3	0	0	-	0	0	-	20	24	21.3
REDEVANCES ET TAXES	1053	1093	3.8	44	24	-44.7	0	0	-	21	22	3.8	1118	1139	1.9
REC.NETTES APRES REDEV	2301	2689	16.9	598	589	-1.5	96	102	6.5	120	112	-6.9	3115	3492	12.1
FRAIS D'INTERETS	26	31	17.4	0	0	-18.2	13	11	-12.3	0	1	-	39	43	10.9
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	613	636	3.7	6	7	25.9	63	72	14.1	30	28	-4.9	711	743	4.4
E.N. IMPUTEES A L'EXPL	272	204	-25.2	0	0	-	3	3	16.0	16	1	-91.1	291	209	-28.4
DEPRECIATION	96	108	12.2	2	2	-29.7	5	3	-36.7	4	5	23.5	108	118	9.7
EPUISEMENT	41	61	47.6	0	0	-	0	0	-	17	20	15.7	58	81	38.3
AMORTISSEMENT	111	73	-34.7	0	0	-	4	2	-45.9	9	15	55.8	124	89	-28.2
FRAIS NON MON. & E.N.P	521	445	-14.5	2	2	-29.7	11	8	-26.5	47	41	-11.8	581	496	-14.6
AUTRES FRAIS	57	66	16.3	578	582	0.7	2	3	41.1	0	-5	-	637	646	1.5
REVENU AVANT IMPOTS	1084	1512	39.5	12	-2	-113.0	7	8	17.1	43	46	5.3	1146	1564	36.4
IMPOTS COURANTS	558	715	28.1	0	-0	-322.4	-10	-19	-88.2	20	14	-32.9	569	709	24.7
REV. APRES IMP. COUR.	525	797	51.6	12	-1	-110.0	17	27	59.4	23	32	38.8	577	854	48.0
IMPOTS REPORTES	115	178	55.3	0	-0	-	6	20	243.6	4	0	-91.5	124	198	58.8
REVENU NET APRES IMPOT	411	619	50.6	12	-1	-109.0	11	7	-34.5	19	32	67.9	453	657	45.0
LIQUIDITES	1047	1242	18.7	14	0	-97.9	28	35	24.8	78	73	4.9	1159	1351	16.6
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	6155	6697	8.8	4543	5585	22.9	1380	996	-23.4	496	648	30.6	12495	13925	11.4
TRPS ET TGNLS ET TRPS	513	524	2.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	513	524	2.3
RIP	0	0	-	397	376	-5.4	0	0	-	0	0	-	397	376	-5.4
REDEVANCES ET TAXES	1404	1484	5.7	316	449	42.2	0	0	-78.9	19	16	-16.3	1739	1949	12.1
REC.NETTES APRES REDEV	4239	4689	10.6	3830	4759	24.3	1380	996	-23.4	477	632	32.5	9846	11076	12.5
FRAIS D'INTERETS	862	739	-16.1	98	78	-13.6	411	327	-20.4	67	46	-31.7	1458	1198	-17.9
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	1052	1123	6.8	2593	3782	45.9	538	401	-25.5	208	137	-34.2	4390	5443	24.0
E.N. IMPUTEES A L'EXPL	14	14	-0.2	0	0	-	1	0	-73.1	0	0	-	14	14	-2.9
DEPRECIATION	172	251	46.0	126	213	68.6	91	97	7.5	39	28	-28.4	428	589	37.8
EPUISEMENT	437	605	38.6	0	0	-	0	4	-	114	111	-2.1	551	721	30.9
AMORTISSEMENT	58	607	-	19	6	-69.9	-69	544	-	394	134	-66.0	403	1291	220.8
FRAIS NON MON. & E.N.P	681	1478	117.1	146	219	50.2	22	646	-	547	273	-50.0	1395	2615	87.4
AUTRES FRAIS	316	273	-13.6	940	787	-16.2	577	275	-52.4	75	386	-	1907	1720	-9.8
REVENU AVANT IMPOTS	1309	1076	-17.8	62	-106	-272.7	-248	-653	-163.0	-420	-209	50.2	703	108	-84.7
IMPOTS COURANTS	212	355	67.4	50	10	-80.7	-20	-23	-11.1	24	22	-8.2	266	364	37.0
REV. APRES IMP. COUR.	1097	721	-34.3	12	-116	-	-228	-630	-176.6	-444	-231	47.9	437	-256	-158.6
IMPOTS REPORTES	478	560	17.1	2	-67	-	-24	-74	-213.8	-90	3	103.7	367	423	15.3
REVENU NET APRES IMPOT	619	161	-74.0	10	-49	-	-204	-556	-172.3	-354	-235	33.7	71	-679	-
LIQUIDITES	1778	2199	23.7	157	103	-34.8	-206	15	107.5	103	42	-59.3	1832	2359	28.7

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES

	ACTIVITES AMONT (MILLIONS $) 1982	1983	VARIA. (%)	ACTIVITES AVAL (MILLIONS $) 1982	1983	VARIA. (%)	AUTRES ACTIVITES (MILLIONS $) 1982	1983	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES (MILLIONS $) 1982	1983	VARIA. (%)	TOTAL DES ACTIVITES (MILLIONS $) 1982	1983	VARIA. (%)
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	1023	1207	18.0	24	14	-43.3	25	23	-7.2	44	37	-19.5	1116	1281	14.5
TRPS ET TCHLG ET TRPS	87	92	6.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	87	92	6.0
RIP	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCES ET TAXES	264	276	4.6	0	0	-21.1	0	0	-	1	0	-90.2	265	276	4.2
REC.NETTES APRES REDEV	673	839	24.7	24	14	-43.4	25	23	-7.2	45	37	-17.7	766	913	19.1
FRAIS D'INTERETS	188	163	-13.1	0	0	100.0	2	3	79.3	28	17	-18.2	218	183	-12.9
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	162	191	18.2	3	3	16.1	7	7	-2.7	16	17	3.1	187	217	16.0
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	72	32	-55.8	0	0	275.0	0	0	-	0	1	-	72	33	-54.8
DEPRECIATION	19	25	31.6	1	1	3.1	2	1	-27.3	14	12	-15.4	36	39	9.1
EPUISEMENT	75	93	24.9	0	0	-	0	0	-	2	2	1.7	77	95	24.4
AMORTISSEMENT	36	31	-13.4	0	0	-	0	7	-	36	20	-44.6	72	58	-19.4
FRAIS NON MON. & E.M.P	202	181	-10.2	1	1	4.3	2	8	386.2	52	35	-33.3	257	225	-12.3
AUTRES FRAIS	86	68	-20.8	18	5	-72.5	13	11	-17.5	4	1	-74.1	121	77	-36.5
REVENU AVANT IMPOTS	35	243	-	2	5	112.0	2	-5	-337.9	-48	-32	32.2	-8	211	-
IMPOTS COURANTS	7	26	264.8	-0	2	-	-0	0	-	0	-0	-	7	28	321.2
REV. APRES IMP. COUR.	28	217	-	3	3	1.8	2	-5	-344.9	-48	-32	32.2	-15	183	-
IMPOTS REPORTES	40	109	173.6	0	0	-	0	1	-	0	0	-100.0	40	110	175.9
REVENU NET APRES IMPOT	-12	108	-	3	3	-4.0	2	-6	-	-48	-32	32.3	-55	72	231.2
LIQUIDITES	230	398	73.5	4	4	2.4	4	3	-28.7	4	2	-45.5	242	408	68.8
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	1898	2254	19.2	137	194	41.9	647	532	-17.8	825	689	-16.5	3499	3669	4.9
TRPS ET TCHLG ET TRPS	155	171	10.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	155	171	10.6
RIP	0	0	-	2	3	41.2	0	0	-	0	0	-	2	3	41.2
REDEVANCES ET TAXES	499	585	17.1	12	9	-24.9	0	0	-	119	13	-89.4	630	606	-3.8
REC.NETTES APRES REDEV	1236	1498	21.2	123	182	48.5	647	532	-17.8	706	676	-4.2	2712	2888	6.5
FRAIS D'INTERETS	416	422	1.5	7	16	138.9	77	61	-20.8	63	62	-1.7	562	561	-0.2
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	257	305	18.7	13	31	140.7	354	153	-56.9	225	186	-17.4	849	675	-20.5
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	30	35	14.9	0	0	-	9	10	12.4	8	12	55.5	47	57	21.1
DEPRECIATION	69	103	49.6	9	13	51.8	37	36	-2.6	87	69	-21.1	202	221	9.5
EPUISEMENT	190	225	18.2	0	0	-	3	0	-89.8	88	102	16.7	280	328	16.8
AMORTISSEMENT	22	94	332.3	1	0	-100.0	-7	-0	93.7	83	72	-13.2	100	166	67.2
FRAIS NON MON. & E.M.P	311	457	46.9	10	13	35.1	42	46	10.1	266	256	-3.9	629	772	22.8
AUTRES FRAIS	75	98	30.8	74	112	52.5	203	254	25.0	69	75	8.8	421	539	28.2
REVENU AVANT IMPOTS	177	215	21.5	20	10	-50.8	-29	18	163.2	83	98	17.6	251	341	35.8
IMPOTS COURANTS	-35	-66	-86.8	1	2	84.7	8	-4	-147.6	87	78	-10.8	61	10	-82.7
REV. APRES IMP. COUR.	212	281	32.2	18	7	-59.4	-37	22	159.9	-4	21	-	191	331	73.5
IMPOTS REPORTES	114	167	46.9	1	3	158.7	-8	12	244.7	20	50	152.3	126	232	83.8
REVENU NET APRES IMPOT	99	114	15.4	17	4	-75.8	-28	10	134.7	-23	-29	-25.8	65	99	53.2
LIQUIDITES	523	738	41.0	28	21	-26.7	5	68	-	263	276	5.2	819	1103	34.6

TABLEAU 2

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS

	1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	7302	8504	16.5	3250	3284	1.1	1159	1351	16.6
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	3679	1884	-48.8	908	392	-56.8	55	146	166.4
EMISSION D'ACTIONS	3208	2199	-31.4	15	513	0.0	8	198	0.0
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	1464	1627	11.1	119	117	-1.6	50	53	4.7
TOUTES AUTRES SOURCES	3122	2833	-9.3	759	340	-55.2	350	182	-48.2
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	4327	1299	-70.0	396	208	-47.3	39	83	111.8
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	23102	18347	-20.6	5446	4855	-10.9	1661	2012	21.1
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	10559	9477	-10.2	4028	3336	-17.2	768	859	11.9
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	586	318	-45.8	0	7	0.0	10	3	-67.7
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	568	447	-21.4	23	1	-96.3	51	14	-73.2
DEPENSES TJTALES A L'ETRANGER	1154	764	-33.8	23	8	-66.1	61	17	-72.4
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	11713	10241	-12.6	4051	3344	-17.5	829	876	5.7
DIVIDENDES	1113	1232	10.7	640	622	-2.7	61	112	82.8
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	697	243	-65.2	245	0	-99.9	126	1	-99.4
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	1809	1475	-18.5	884	622	-29.6	187	113	-39.7
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	3611	1633	-54.8	5	81	0.0	54	116	113.5
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	4718	3095	-34.4	208	337	62.2	256	569	122.5
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	1250	1903	52.3	297	471	58.6	335	338	0.9
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	23102	18347	-20.6	5446	4855	-10.9	1661	2012	21.1
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	1832	2359	28.7	242	408	68.8	819	1103	34.6
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	327	255	-22.0	789	347	-56.1	1601	744	-53.5
EMISSION D'ACTIONS	2421	877	-63.8	66	51	-23.4	698	561	-19.6
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	1052	1183	12.4	11	18	66.6	232	257	10.8
TOUTES AUTRES SOURCES	1270	1568	23.4	191	261	36.7	551	483	-12.5
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	3510	542	-84.6	134	67	-50.4	248	399	60.8
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	10413	6784	-34.9	1432	1150	-19.7	4149	3546	-14.5
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	3800	3486	-8.3	501	403	-19.6	1461	1393	-4.7
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	170	119	-30.0	24	6	-73.7	382	182	-52.3
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	143	42	-70.4	6	0	-99.4	346	390	12.8
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	312	161	-48.5	30	6	-78.9	728	572	-21.4
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	4112	3647	-11.3	532	409	-23.8	2189	1965	-10.2
DIVIDENDES	321	404	25.9	21	20	-6.6	70	74	6.2
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	168	0	-99.8	128	233	81.8	30	9	-70.9
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	489	404	-17.4	149	252	69.3	100	83	-16.9
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	3264	861	-73.6	16	18	12.5	272	558	105.3
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	2319	1513	-34.7	678	195	-71.2	1258	481	-61.8
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	229	359	56.8	58	275	376.8	331	460	39.0
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	10413	6784	-34.9	1432	1150	-19.7	4149	3546	-14.5

TABLEAU 3

DEPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT

	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 ($)	VARIA. (%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	1101	1180	7.2	927	1050	13.3	174	130	-25.5
FORAGE D'EXPLORATION	2500	3043	21.7	1059	1015	-4.1	1441	2028	40.8
TOTAL - EXPLORATION	3601	4223	17.3	1986	2066	4.0	1615	2158	33.6
FORAGE DE MISE EN VALEUR	979	938	-4.1	941	882	-6.2	38	56	47.5
PRODUCTION	1502	1027	-31.6	1357	856	-36.9	145	171	17.9
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	384	427	11.0	384	427	11.0	0	0	-
TOTAL AMONT	6466	6615	2.3	4668	4230	-9.4	1798	2385	32.6
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	514	597	16.1	459	559	21.8	55	38	-30.9
FORAGE D'EXPLORATION	845	873	3.3	470	368	-21.8	375	505	34.8
TOTAL - EXPLORATION	1360	1471	8.1	930	927	-0.3	430	544	26.4
FORAGE DE MISE EN VALEUR	405	400	-1.2	368	350	-4.7	37	49	34.2
PRODUCTION	849	590	-30.5	708	419	-40.7	142	171	20.5
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	299	329	10.2	299	329	10.2	0	0	-
TOTAL AMONT	2912	2790	-4.2	2303	2026	-12.1	609	764	25.5
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	587	583	-0.7	468	491	5.0	119	92	-23.0
FORAGE D'EXPLORATION	1654	2170	31.2	588	647	10.0	1066	1522	42.6
TOTAL - EXPLORATION	2241	2753	22.8	1056	1139	7.8	1185	1614	36.2
FORAGE DE MISE EN VALEUR	574	539	-6.2	573	532	-7.2	1	7	-
PRODUCTION	653	437	-33.1	649	436	-32.8	3	0	-86.9
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	86	98	13.8	86	98	13.8	0	0	-
TOTAL AMONT	3554	3825	7.6	2364	2204	-6.8	1190	1621	36.3

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE

	1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	3681	4223	17.3	801	836	4.7	395	447	13.3
MISE EN VALEUR	979	938	-4.1	172	176	2.5	87	97	12.0
PRODUCTION	1502	1027	-31.6	471	371	-21.2	237	143	-39.7
SABLES PETROLIFERES	384	427	11.0	265	291	9.6	20	37	82.8
TOTAL ACTIVITES AMONT	6468	6618	2.3	1709	1676	-1.9	738	723	-2.0
TOTAL ACTIVITES AVAL	2486	1746	-29.7	1840	1335	-27.5	3	2	-41.0
URANIUM	11	12	10.6	3	4	41.8	1	1	-16.6
CHARBON	152	175	14.4	102	48	-53.1	9	119	-
TOUTES AUTRES ACTIVITES	1443	928	-35.7	375	273	-27.1	18	14	-20.4
TOTAL AU CANADA	10559	9477	-10.2	4028	3336	-17.2	768	859	11.9
TOTAL A L'ETRANGER	1154	764	-33.8	23	8	-66.1	61	17	-72.4
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	11713	10241	-12.6	4051	3344	-17.5	829	876	5.7
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
EXPLORATION	1777	2189	23.2	145	165	12.7	464	564	21.5
MISE EN VALEUR	329	306	-7.1	146	126	-13.4	245	232	-5.1
PRODUCTION	457	311	-32.0	142	76	-46.2	196	126	-35.8
SABLES PETROLIFERES	86	95	10.8	15	2	-88.0	0	3	-
TOTAL ACTIVITES AMONT	2649	2980	9.5	448	392	-16.1	905	925	2.2
TOTAL ACTIVITES AVAL	442	228	-48.4	0	0	-	231	182	-9.3
URANIUM	0	0	-100.0	5	7	42.1	2	1	-76.1
CHARBON	41	6	-84.6	0	0	-	0	0	-100.0
TOUTES AUTRES ACTIVITES	468	351	-47.3	29	4	-86.2	353	285	-19.2
TOTAL AU CANADA	3600	3486	-8.3	501	403	-19.6	1461	1393	-4.7
TOTAL A L'ETRANGER	312	161	-48.5	30	6	-78.9	728	572	-21.4
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	4112	3647	-11.3	532	409	-23.0	2189	1965	-10.2

TABLEAU 5

BILAN

	1982 (MILLIONS $)	1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1982 (MILLIONS $)	1983 (MILLIONS $)	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
STOCKS	6953	6349	-8.7	4421	4157	-6.0	269	280	4.3
COMPTES A RECEVOIR	9222	9069	-1.7	3703	3865	4.4	1338	1315	-1.8
AUTRES DISPONIBILITES	3881	5170	33.2	2061	2351	14.0	479	721	50.4
TOTAL DES DISPONIBILITES	20055	20588	2.7	10185	10373	1.8	2086	2316	11.0
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	54476	57104	4.8	13824	14977	8.3	3719	3951	6.2
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	6347	6399	0.8	1495	1785	19.4	306	419	37.0
TOTAL DE L'ACTIF	80878	84091	4.0	25504	27135	6.4	6111	6686	9.4
COMPTES A PAYER	8498	8724	2.8	3841	3803	-1.0	569	636	11.9
AUTRES EXIGIBILITES	6641	6582	-0.9	1062	1256	18.2	412	332	-19.3
TOTAL DES EXIGIBILITES	15131	15306	1.2	4903	5059	3.2	981	969	-1.2
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	18887	19118	1.2	3282	3612	10.0	217	175	-19.3
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	2064	2497	21.0	592	677	14.3	399	513	28.4
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	8871	10059	13.4	3553	3800	7.0	945	1124	19.0
AUTRES PASSIF A LONG TERME	5333	4940	-7.4	144	192	33.4	440	83	-81.2
AVOIR PROPRE	35592	32171	5.2	13030	13796	5.9	3129	3823	22.2
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	80878	84091	4.0	25504	27135	6.4	6111	6686	9.4
FONDS DE ROULEMENT	4925	5282	7.3	5282	5314	0.6	1186	1347	21.8
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	14182	16422	15.8	6280	6694	6.6	1813	1911	5.4
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
STOCKS	2031	1746	-14.9	38	36	-6.4	175	130	-25.5
COMPTES A RECEVOIR	3004	2734	-9.0	275	314	13.9	980	842	-6.5
AUTRES DISPONIBILITES	426	1205	92.4	113	125	10.8	680	768	28.8
TOTAL DES DISPONIBILITES	5682	5684	0.0	427	475	11.2	1676	1740	5.9
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	23670	23780	0.5	3202	3322	3.8	10060	11074	10.1
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	3141	2965	-5.6	266	311	17.2	1139	918	-19.3
TOTAL DE L'ACTIF	32493	32429	-0.2	3895	4109	5.5	12875	13732	6.7
COMPTES A PAYER	3069	3349	9.1	221	220	-0.3	790	716	-9.4
AUTRES EXIGIBILITES	4074	3981	-2.3	419	258	-38.3	674	754	11.9
TOTAL DES EXIGIBILITES	7143	7330	2.6	640	479	-25.2	1464	1470	0.4
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	7482	6878	-8.1	1915	2244	17.2	5991	6209	3.6
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	597	696	16.5	169	148	28.6	366	472	29.8
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	3052	3509	15.0	275	382	38.7	1847	1244	16.8
AUTRES PASSIF A LONG TERME	4311	4217	-2.2	121	144	37.8	316	282	-10.7
AVOIR PROPRE	9907	9799	-1.1	835	698	-16.4	3691	4055	9.9
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	32493	32429	-0.2	3895	4109	5.5	12875	13732	6.7
FONDS DE ROULEMENT	-1461	-1645	12.6	-213	-4	-98.2	211	270	27.8
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	3795	4766	25.6	656	848	29.4	1639	2203	34.4

Annexe C-7

TABLEAU 6

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION

- - - - - - - - - - - - - PAR PROVINCES - - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA 1982	ALBERTA 1983	ALBERTA VARIA. (%)	COLOMBIE BRITANNIQUE 1982	COLOMBIE BRITANNIQUE 1983	COLOMBIE BRITANNIQUE VARIA. (%)	SASKATCHEWAN 1982	SASKATCHEWAN 1983	SASKATCHEWAN VARIA. (%)
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)									
PETROLE BRUT = PROP	1433.1	11337.7	999.9	21.3	824.8	999.9	384.1	3448.9	999.9
PETROLE BRUT = AUTRE	8[illegible]	4[illegible]	-[illegible]	18[illegible]	17[illegible]	-[illegible]	447.1	3[illegible]	-[illegible]
PETROLE PAROI FLACON	[illegible]	[illegible]	[illegible]	19[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
GAZ NATUREL COMMERCIAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
LIQUIDES DE GAZ NAT. (USINE)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	562.1	518.2	-7.8	50.1	87.1	73.8
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	123388.9	121334.2	-1.7	7468.8	7281.9	-2.5	7188.8	8699.8	21.0
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT = PROP	48[illegible]	3[illegible]	999.9	2[illegible]	1[illegible]	999.9	8[illegible]	17[illegible]	999.9
PETROLE BRUT = AUTRE	8[illegible]	[illegible]	-[illegible]	22[illegible]	1[illegible]	-[illegible]	15[illegible]	14[illegible]	-[illegible]
PETROLE PAROI FLACON	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
GAZ NATUREL COMMERCIAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
LIQUIDES DE GAZ NAT. (USINE)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	47[illegible]	3[illegible]	-[illegible]	2[illegible]	4[illegible]	[illegible]
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	17127.4	17781.7	18.3	768.8	765.4	-0.7	1039.8	1467.8	41.1

- - - - - - - - - PAR GROUPES DE COMPAGNIES - - - - - - - - -

	TOTAL DE L'INDUSTRIE 1982	TOTAL DE L'INDUSTRIE 1983	TOTAL DE L'INDUSTRIE VARIA. (%)	SOCIETES INTEGREES 1982	SOCIETES INTEGREES 1983	SOCIETES INTEGREES VARIA. (%)	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER 1982	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER 1983	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER VARIA. (%)
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)									
PETROLE BRUT = PROP	2[illegible]	18[illegible]	999.9	13[illegible]	2[illegible]	999.9	2[illegible]	2[illegible]	999.9
PETROLE BRUT = AUTRE	8[illegible]	4[illegible]	-[illegible]	2[illegible]	2[illegible]	-[illegible]	1[illegible]	1[illegible]	-[illegible]
PETROLE PAROI FLACON	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
GAZ NATUREL COMMERCIAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
LIQUIDES DE GAZ NAT. (USINE)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	141118.8	141065.6	-0.0	53102.8	52814.9	-0.5	24606.1	23858.2	-3.1
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT = PROP	4[illegible]	3[illegible]	999.9	8[illegible]	6[illegible]	999.9	2[illegible]	3[illegible]	999.9
PETROLE BRUT = AUTRE	9[illegible]	[illegible]	-[illegible]	4[illegible]	3[illegible]	-[illegible]	1[illegible]	1[illegible]	-[illegible]
PETROLE PAROI FLACON	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
GAZ NATUREL COMMERCIAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
LIQUIDES DE GAZ NAT. (USINE)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	19314.6	23358.3	18.2	7791.5	9074.5	14.8	3366.5	3927.6	72.7

	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN 1982	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN 1983	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN VARIA. (%)	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER 1982	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER 1983	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER VARIA. (%)	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN 1982	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN 1983	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN VARIA. (%)
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)									
PETROLE BRUT = PROP	7[illegible]	5[illegible]	999.9	2[illegible]	1[illegible]	999.9	4[illegible]	3[illegible]	999.9
PETROLE BRUT = AUTRE	1[illegible]	1[illegible]	-[illegible]	2[illegible]	3[illegible]	-[illegible]	2[illegible]	2[illegible]	-[illegible]
PETROLE PAROI FLACON	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
GAZ NATUREL COMMERCIAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
LIQUIDES DE GAZ NAT. (USINE)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	37[illegible]	3[illegible]	[illegible]	9[illegible]	10[illegible]	[illegible]
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	41282.9	40911.1	-0.9	7[illegible]	7[illegible]	2.8	14[illegible]	13[illegible]	-7.1
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT = PROP	1[illegible]	1[illegible]	999.9	4[illegible]	3[illegible]	999.9	1[illegible]	1[illegible]	999.9
PETROLE BRUT = AUTRE	3[illegible]	2[illegible]	-[illegible]	5[illegible]	4[illegible]	-[illegible]	1[illegible]	1[illegible]	-[illegible]
PETROLE PAROI FLACON	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
GAZ NATUREL COMMERCIAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
LIQUIDES DE GAZ NAT. (USINE)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	37[illegible]	3[illegible]	[illegible]	9[illegible]	10[illegible]	[illegible]
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	8[illegible]	4[illegible]	13.8	9[illegible]	11[illegible]	14.8	17[illegible]	21[illegible]	28.7

TABLEAU 7

FRAIS D'EXPLOITATION EN AMONT ET REDEVANCES

- - - - - - - - - - - - PAR PROVINCES - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)	BRITISH COLUMBIA (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)	SASKATCHEWAN (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)
GAZ NATUREL									
PAIEMENTS									

- - - - - - - - - - PAR GROUPES DE COMPAGNIES - - - - - - - -

	TOTAL DE L'INDUSTRIE (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)	SOCIETES INTEGREES (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)
GAZ NATUREL									
PAIEMENTS									

	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)	PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE (MILLIERS DE $)		VARIA. (%)
GAZ NATUREL									
PAIEMENTS									

Annexe C-9

TABLEAU 8

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES: 1979-1983

	ACTIVITES AMONT (MILLIONS $)						ACTIVITES AVAL (MILLIONS $)					
	1979	1980	1981	1982	1983	TAUX DE CROISS.	1979	1980	1981	1982	1983	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	12658	16128	16723	20636	23258	16.4	18638	23549	29881	26896	29125	11.8
TRPG ET TSHLG ET TRPS	0	0	963	1926	1997	-	0	0	0	0	0	-
FIP	0	0	0	0	0	-	0	862	4237	3586	2314	-
REDEVANCES	3923	4929	4941	5526	5998	11.2	918	1813	1858	1943	2803	21.5
REC. NETTES APRES REDEVANCES	8735	11198	10818	13185	15264	15.0	17720	20874	22986	23369	24688	8.8
FRAIS D'EXPL.,D'INT. & AUTRES	2571	3461	4216	5450	5545	21.2	15692	17811	19976	22392	24468	11.7
E.N. IMPUTEES A L'EXPL.	1008	1392	1445	1025	850	-4.2	0	0	1	0	0	-
DEPRECIATION	384	573	486	532	672	21.7	341	381	419	425	550	12.7
EPUISEMENT	474	582	528	782	1026	21.3	0	0	0	0	0	-
AMORTISSEMENT	157	318	298	489	1048	60.4	-5	19	21	23	47	-
FRAIS NON NOM. ET E.N.P.	1946	2636	2742	2748	3587	16.5	337	488	441	446	598	15.4
REVENU AVANT IMPOTS	4219	5882	5861	4787	6131	9.8	1692	2663	2490	531	-258	-
IMPOTS COURANTS	1035	1837	1484	1849	2614	26.1	394	1831	845	-228	-427	-
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	3184	4845	2457	2938	3517	2.5	1298	1631	1645	759	169	-39.9
IMPOTS REPORTES	759	1147	794	1012	1181	11.8	389	189	226	394	231	-7.8
REVENU NET APRES IMPOTS	2424	2898	1661	1926	2344	-0.6	989	1473	1389	366	-61	-
LIQUIDITES	5139	6781	8198	5685	7184	8.5	1635	2832	2884	1288	767	-17.2
	ACTIVITES ETRANGERES ET AUTRES						TOTAL DES ACTIVITES					
RECETTES TOTALES	2316	2783	3054	3855	3648	12.0	33612	42379	50779	53389	56824	13.6
TRPG ET TSHLG ET TRPS	0	0	0	0	0	-	0	0	963	1926	1997	-
FIP	0	0	0	0	0	-	0	862	4237	3586	2314	-
REDEVANCES	51	83	95	159	51	13.8	4871	6825	6894	7628	8852	13.4
REC. NETTES APRES REDEVANCES	2265	2621	4959	3696	3589	11.9	28749	34692	38684	40249	43661	11.0
FRAIS D'EXPL.,D'INT. & AUTRES	1654	1782	4153	3419	3112	17.1	19917	23054	28345	31461	33125	13.6
E.N. IMPUTEES A L'EXPL.	88	118	208	97	63	-8.0	1096	1502	1655	1122	913	-4.5
DEPRECIATION	186	117	228	299	384	29.5	755	871	1133	1254	1526	19.2
EPUISEMENT	91	118	181	221	238	27.3	565	701	782	1003	1264	22.3
AMORTISSEMENT	-25	-49	-52	487	758	-	127	279	258	839	1837	95.1
FRAIS NON NOM. ET E.N.P.	261	296	565	1024	1356	50.9	2544	3352	3747	4218	5548	21.5
REVENU AVANT IMPOTS	569	542	241	-747	-879	-	6288	8286	6592	4571	4995	-5.6
IMPOTS COURANTS	53	6	-68	-15	23	-19.1	1481	2874	2180	1486	2218	10.5
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	517	537	309	-733	-901	-	4799	6213	4412	2964	2785	-12.7
IMPOTS REPORTES	119	202	189	-133	-33	-	1187	1587	1241	1272	1349	3.2
REVENU NET APRES IMPOTS	198	335	120	-899	-868	-	3612	4786	3170	1692	1437	-20.6
LIQUIDITES	570	833	874	292	455	-5.8	7342	9565	8159	7182	8326	3.2

TABLEAU 9

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS: 1979-1983

	1979	1980	1981	1982	1983	TAUX DE CROISS.
			(MILLIONS $)			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	7342	9565	8159	7182	8326	3.2
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1784	2783	9494	3541	1733	-0.7
EMISSION D'ACTIONS	1011	1884	1938	3065	2163	20.9
SUBVENTIONS (PEEP ET AUTRES)	0	0	788	1444	1572	-
TOUTES AUTRES SOURCES	1297	888	1384	3822	2749	20.7
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	1164	644	1142	4380	1243	1.7
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	12598	15345	22816	22594	17786	9.0
DEPENSES DE CAPITAL AMONT	5077	6697	6787	6237	6469	6.0
DEPENSES DE CAPITAL AVAL	519	755	1952	2484	1745	35.4
AUTRES DEP. DE CAP. AU CAN.	469	732	1282	1564	1085	23.4
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	6064	8484	9941	10285	9239	11.1
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	444	820	970	864	298	-9.5
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	270	344	744	562	446	13.4
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	714	1164	1714	1126	744	1.1
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	6777	9568	11655	11412	9983	10.2
DIVIDENDES	791	937	1120	1105	1228	11.1
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	209	160	334	679	186	-15.2
TOT. DIV. ET RED. AVOIR PROPRE	960	1097	1455	1784	1336	8.6
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	339	618	788	3899	1638	48.3
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	2689	1689	6784	4556	2938	2.2
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	1833	2484	2214	1284	1894	0.8
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	12598	15345	22816	22594	17786	9.0